

INFORME DPRO-GM-SEN N° 14/2022

ESTUDIO DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO
PERÍODO MAYO 2022 – ABRIL 2023

DEPARTAMENTO DE PROGRAMACIÓN

Mayo 2022



TABLA DE CONTENIDO

1	<i>INTRODUCCIÓN</i>	2
2	<i>ANTECEDENTES</i>	3
3	<i>RESULTADOS</i>	12
4	<i>COMENTARIOS FINALES</i>	20
5	<i>ANEXOS</i>	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 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 mayo de 2022 – abril 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:

- Para mayo 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 mayo de 2022 se consideran limitados a un máximo equivalente al promedio de los últimos 14 días del mes de abril de 2022. Para el período mayo de 2022 a abril de 2023 se han utilizado las series de hidrologías sintéticas proporcionadas por el Sistema de Pronóstico de Caudales. Estas series hidrológicas sintéticas se elaboran a partir del estado actual de las cuencas y las precipitaciones históricas, resultando más secas que las series hidrológicas históricas correspondientes. Considerando la evolución de los caudales reales y el estado actual de las cuencas, de no presentarse precipitaciones en el corto plazo las hidrologías sintéticas elaboradas por el Sistema de Pronóstico de Caudales para el próximo invierno podrían ser más secas que las estimadas en el presente estudio.
- La disponibilidad mensual de Gas Natural Licuado Regasificado (GNL) para el periodo mayo 2022 – abril 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
may-22	96%	5%	0%	40%	8%
jun-22	96%	21%	0%	2%	0%
jul-22	100%	11%	0%	0%	0%
ago-22	98%	1%	0%	0%	0%
sep-22	100%	13%	0%	0%	0%
oct-22	100%	33%	0%	0%	0%
nov-22	82%	1%	0%	0%	0%
dic-22	30%	0%	0%	0%	0%
ene-23	58%	0%	0%	0%	0%
feb-23	64%	0%	0%	0%	0%
mar-23	64%	0%	0%	0%	0%
abr-23	64%	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
may-22	49%	90%	87%	100%	0%	82%	53%	6%
jun-22	61%	100%	76%	93%	0%	75%	1%	10%
jul-22	40%	100%	0%	47%	0%	62%	0%	0%
ago-22	0%	100%	0%	2%	0%	65%	4%	0%
sep-22	3%	31%	0%	0%	0%	16%	0%	0%
oct-22	23%	0%	0%	0%	0%	57%	0%	0%
nov-22	47%	20%	0%	0%	0%	54%	0%	0%
dic-22	0%	53%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
ene-23	22%	90%	0%	0%	0%	44%	0%	0%
feb-23	25%	100%	0%	78%	0%	50%	0%	0%
mar-23	25%	100%	0%	81%	0%	50%	0%	0%
abr-23	25%	100%	0%	81%	0%	45%	0%	0%

- c. La disponibilidad de GNL para los terminales de Quintero y Mejillones, actualizada a la última semana de abril de 2022 y declarada según Norma Técnica GNL de 2021 para el proceso de programación.
- 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 225,2 MW, según el siguiente detalle:

Central	Potencia limitada [MW]
IE_MEJILLONES	122.0
MEJILLONES_1	21.8
MEJILLONES_2	32.0
TOCOPILLA_U15	40.2
TOCOPILLA_U14	50.6
GUACOLDA_4	3,9
Total	270,4

- 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 Sistema Eléctrico Nacional igual a la utilizada en el proceso de programación de la operación. Considera a las centrales del complejo Neuquenco 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 mayo de 2022, 2/3 de buque de GNL para junio de 2022, 3 buques entre julio y diciembre de 2022 y 3 buques entre enero y abril de 2023. Para el Terminal Mejillones considera disponibilidad según declaraciones para mayo de 2022, equivalente a 1/3 de buque de GNL para junio de 2022, 2 buques de julio a diciembre de 2022 y 1 buque entre enero y abril de 2023.

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

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Centrales Zona Norte SEN					
Mes	Tocopilla	Mejillones	Kelar	Gas	Taltal
	U16	3		Atacama	1 y 2
may-22	96%	5%	0%	40%	8%
jun-22	52%	1%	0%	2%	0%
jul-22	75%	0%	0%	0%	0%
ago-22	68%	0%	0%	0%	0%
sep-22	76%	0%	0%	0%	0%
oct-22	88%	0%	0%	0%	0%
nov-22	57%	0%	0%	0%	0%
dic-22	21%	0%	0%	0%	0%
ene-23	58%	0%	0%	0%	0%
feb-23	64%	0%	0%	0%	0%
mar-23	64%	0%	0%	0%	0%
abr-23	64%	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
may-22	49%	90%	87%	100%	0%	82%	53%	6%
jun-22	3%	50%	7%	47%	0%	21%	1%	0%
jul-22	0%	89%	0%	31%	0%	41%	0%	0%
ago-22	0%	83%	0%	1%	0%	43%	0%	0%
sep-22	2%	21%	0%	0%	0%	11%	0%	0%
oct-22	15%	0%	0%	0%	0%	38%	0%	0%
nov-22	31%	13%	0%	0%	0%	36%	0%	0%
dic-22	0%	35%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
ene-23	0%	86%	0%	0%	0%	35%	0%	0%
feb-23	0%	97%	0%	61%	0%	40%	0%	0%
mar-23	2%	97%	0%	65%	0%	40%	0%	0%
abr-23	25%	100%	0%	81%	0%	45%	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 alimentadas vía oleoducto durante 12 meses a partir del 1 de mayo 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 ha presentado 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 3500 y 4000 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 considera disponibles para operar solo a nivel de mínimo técnico. Estas indisponibilidades se mantienen para la primera semana de abril, mayo y junio, así como también para la última semana de agosto y 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 junio de 2022 y el 30 de noviembre de 2022.
- Caso 5: **Indisponibilidad de centrales térmicas eficientes II.** Indisponibilidad de central ubicada 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 junio y el 30 de noviembre de 2022.
- Caso 6: **Indisponibilidad de centrales térmicas eficientes III,** indisponibilidad de central ubicada 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 junio y el 30 de noviembre 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

	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23
Mantenimiento Mayor [MW]	1287	1348	1145	1393	1122	1242	1573	471	534	570	1263	1300

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]												
	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23
Caso base	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caso1	0	475	100	31	14	7	19	16	16	82	79	13
Caso2 3h (P eficiente ¹)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(P diésel)	3375	3961	3966	3758	4235	3863	3825	4503	4236	4065	3905	4148
Caso2 4h (P eficiente)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(P diésel)	3214	3773	3778	3579	4034	3679	3643	4289	4035	3872	3719	3951
Caso3	307	279	0	137	95	0	0	0	0	0	0	190
Caso4	0	311	311	311	311	311	44	0	0	0	0	0
Caso5	0	513	535	268	498	557	268	0	0	0	0	0
Caso6 3h (P eficiente)	0	513	535	268	498	557	268	0	0	0	0	0
(P diésel)	3375	3867	3819	3758	4072	3676	3696	4503	4236	4065	3905	4148
Caso6 4h (P eficiente)	0	513	535	268	498	557	268	0	0	0	0	0
(P diésel)	3214	3682	3638	3579	3878	3501	3520	4289	4035	3872	3719	3951

- g. Para los casos de estudio mencionados, la operación de la Laguna del Maule se ajusta a la programación vigente desde el 1° de mayo 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 (48×5) 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 abril del 2022.
- k. Las proyecciones de costos de combustibles fueron actualizadas durante la semana del 2 de mayo 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 mayo de 2022.

Embalse	Cota [m.s.n.m.]
Lago Laja	1.312,30
Embalse Colbún	423,94
Laguna del Maule	2.158,36
Embalse Ralco	711,76
Lago Chapo	237,20
Embalse Rapel	102,91
Laguna La Invernada	1.284,01

- m. Este estudio toma en cuenta las siguientes consideraciones por efecto de la conformación de la Reserva Hídrica:
- Embalse Colbún: cota mínima 410 m.s.n.m. (122 GWh) hasta el 30 de septiembre de 2022.
 - Embalse Ralco: cota mínima 705 m.s.n.m. (185,5 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 mayo 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 5616 MW de nuevas obras de generación cuya fecha de entrada en operación está informada entre mayo de 2022 y abril 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 Campos del Sol 2	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
Eólica Campo Lindo	Eólica	01/12/2022	71,6	Charrua066
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	Florida110
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

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.

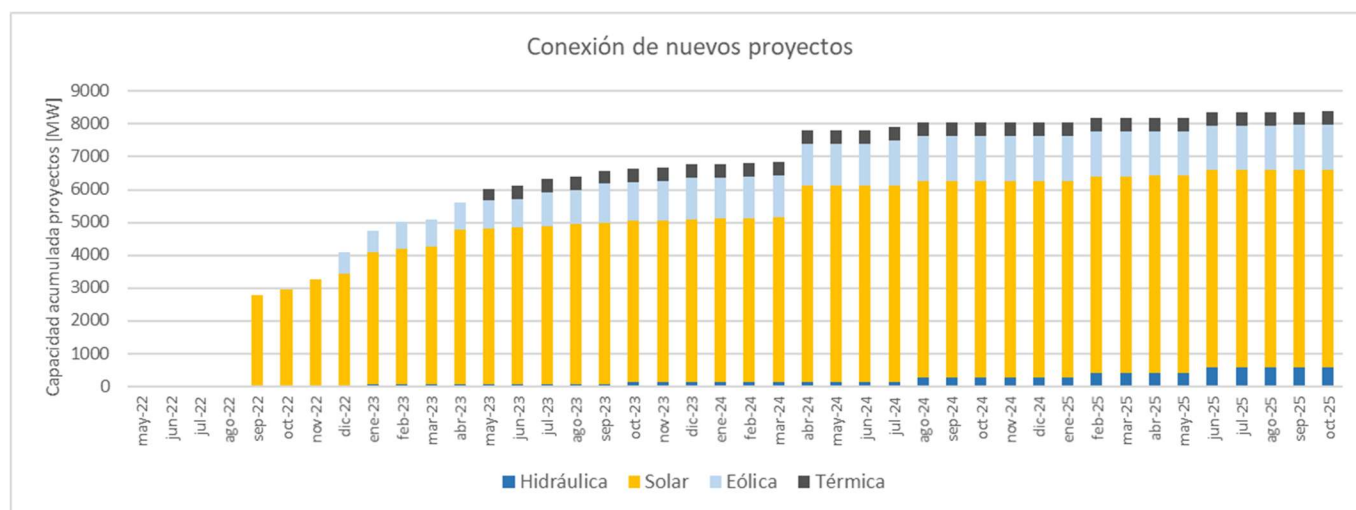


Figura 1: Evolución de capacidad instalada asociada a nuevos proyectos, periodo mayo 2022-octubre 2025

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	01/06/2022	90
Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Cóndores, tendido del primer circuito	01/06/2022	250
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel	01/06/2022	386
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido	01/06/2022	386
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV	01/06/2022	500
Línea 2x500 kV Pichirropulli – Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	01/06/2022	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 coordinado respectivo a través de la 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	18/05/2022	25/05/2022	9
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C1	02/06/2022	08/06/2022	8
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C1	13/06/2022	19/06/2022	8
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C1	24/06/2022	30/06/2022	8
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C1	05/07/2022	11/07/2022	8
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C1	16/07/2022	22/07/2022	8
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C1	27/07/2022	02/08/2022	8

También se ha incorporado los trabajos asociados al plan de desconexiones de la línea 2x220 kV Cautín - Río Toltén – 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]
Rio Tolten - Ciruelos	11-08-2022	17-08-2022	7
Rio Tolten - Ciruelos	01-09-2022	07-09-2022	7
Rio Tolten - Ciruelos	08-09-2022	14-09-2022	7
Rio Tolten - Ciruelos	15-09-2022	21-09-2022	7
Rio Tolten - Ciruelos	19-09-2022	25-09-2022	7
Rio Tolten - Ciruelos	29-09-2022	05-10-2022	7
Rio Tolten - Ciruelos	06-10-2022	12-10-2022	7
Rio Tolten - Ciruelos	03-11-2022	09-11-2022	7
Rio Tolten - Ciruelos	01-12-2022	07-12-2022	7
Rio Tolten - Ciruelos	29-12-2022	04-01-2023	7
Rio Tolten - Ciruelos	05-01-2023	11-01-2023	7
Cautin - Rio Tolten	19-01-2023	25-01-2023	2
Cautin - Rio Tolten	26-01-2023	01-02-2023	7
Cautin - Rio 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 ha 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]												Total
	Hidrología SPC	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	
Caso Base	68-69	-	-	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5
	98-99	-	-	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5
	16-17	-	-	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,9
	96-97	-	-	1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,7
	19-63	-	-	3,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,1
Caso1	68-69	-	-	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5
	98-99	-	-	1,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,6
	16-17	-	-	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,9
	96-97	-	-	1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,7
	19-20	-	-	5,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,1
Caso2 3h	68-69	8,3	20,7	52,1	11,1	28,4	1,8	-	-	3,0	-	-	-	125,4
	98-99	8,1	18,6	54,9	4,2	31,8	18,1	6,7	0,2	60,8	3,1	5,0	8,6	220,0
	16-17	9,1	17,4	52,0	3,9	19,3	7,9	0,4	-	3,7	-	-	-	113,7
	96-97	8,0	18,2	54,7	3,5	21,8	1,8	-	-	2,8	-	-	-	110,9
	19-20	8,5	20,9	56,9	2,9	18,3	1,9	-	-	3,4	-	-	-	112,7
Caso2 4h	68-69	8,3	20,7	49,6	11,1	28,3	1,8	-	-	3,0	-	-	-	122,8
	98-99	8,1	18,6	52,1	4,2	31,2	18,1	5,1	0,2	31,8	-	3,1	8,7	181,2
	16-17	9,1	17,4	49,3	3,9	20,1	7,9	1,0	-	6,5	-	-	-	115,1
	96-97	8,0	18,2	51,9	3,5	22,0	1,8	-	-	2,8	-	-	-	108,3
	19-20	8,5	20,9	53,9	2,9	18,3	1,9	-	-	3,4	-	-	-	109,7
Caso3	68-69	-	-	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5
	98-99	-	-	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5
	16-17	-	-	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,9
	96-97	-	-	1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,7
	19-20	-	-	3,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,1
Caso4	68-69	-	-	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5
	98-99	-	-	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5
	16-17	-	-	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,9
	96-97	-	-	1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,7
	19-20	-	-	3,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,6
Caso5	68-69	-	-	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5
	98-99	-	-	1,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,6
	16-17	-	-	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,9
	96-97	-	-	1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,7
	19-20	-	-	4,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,2
Caso6 3h	68-69	8,3	21,4	130,9	11,1	28,4	4,8	1,4	-	3,0	-	-	-	209,3
	98-99	8,1	19,0	76,4	4,2	31,8	18,1	5,8	0,2	26,7	3,1	5,0	8,7	206,9
	16-17	9,1	17,4	52,5	3,9	19,3	7,9	1,0	2,3	4,3	-	-	-	117,6
	96-97	8,0	18,8	54,7	3,5	22,0	1,8	-	-	2,8	-	-	-	111,7
	19-20	8,5	20,9	58,7	2,9	18,3	2,2	0,2	-	3,4	-	-	-	115,0
Caso6 4h	68-69	8,3	21,4	129,0	11,1	28,3	4,8	1,4	-	3,0	-	-	-	207,3
	98-99	8,1	19,0	73,9	4,2	31,2	18,1	7,2	1,0	64,7	3,1	5,0	8,7	244,2
	16-17	9,1	17,4	49,8	3,9	19,6	7,9	0,4	0,2	4,6	-	-	-	112,9
	96-97	8,0	20,0	51,9	3,5	23,7	1,8	-	-	2,8	-	-	-	111,7
	19-20	8,5	21,0	55,9	2,9	18,3	2,2	-	-	3,4	-	-	-	112,1

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 y cuya finalidad es precisamente 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.

Los déficits de energía presentados para los Casos Base, 1, 2-3h, 2-4h, 3, 4 y 5 en julio de 2022 se ubican 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 las centrales de 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 consideró a 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 de recurso primario y estabilidad de éste.

Aproximadamente el 60% 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 40% restante en el caso 6, se presenta distribuido en el resto del sistema centro-norte, principalmente entre los meses de julio 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.

Adicionalmente, si se considera el déficit de energía obtenido en la hidrología 1968-1969 del caso 6-3h para el periodo más ajustado (julio-noviembre 2022), dicho valor disminuye a 83,1 GWh sin considerar el déficit de la zona al sur, el cual podría evitarse mediante la suspensión de trabajos durante los periodos de menor oferta de generación local, tal como se indicó anteriormente.

Energía de Déficit [GWh] – Periodo julio – noviembre 2022

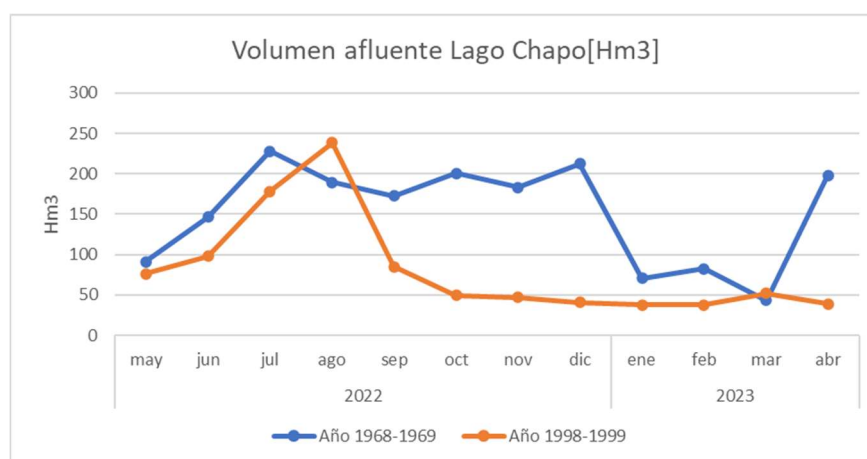
Caso6 3H – Hidrología sintética 68-69	Total
SEN sin zona al sur SE Ciruelos [GWh]	83,1
Zona al sur SE Ciruelos [GWh]	93,4

Para la operación del sistema en la hidrología 1998-1999, se observa que a partir del mes de septiembre 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.

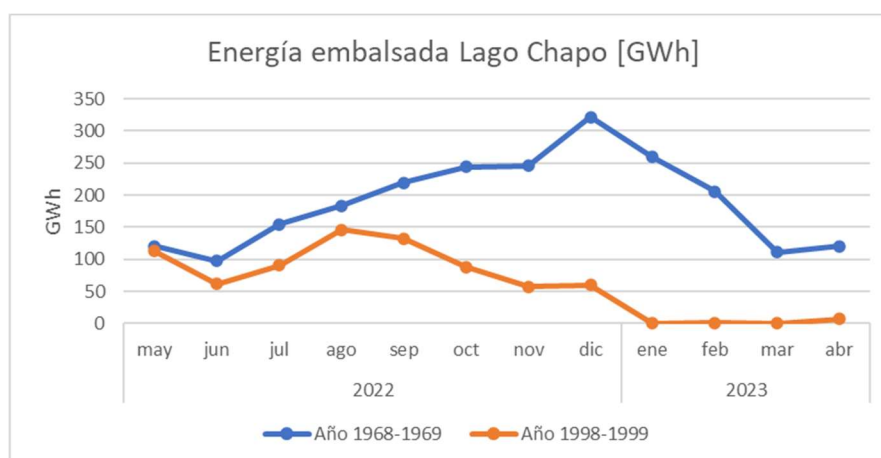
El 87% del déficit de energía obtenido en la hidrología 1998-1999 para los casos 6-3h y 6-4h se presenta en la zona desde Ciruelos al sur, mientras que el 13% restante se encuentra distribuido en la zona centro-norte.

Energía de Déficit Caso 6-3h [GWh]														
	Hidrología SPC	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	Total
SEN sin zona al sur de Ciruelos	68-69	-	-	78,6	-	-	3,1	1,4	-	-	-	-	-	83,1
	98-99	-	-	21,4	-	-	-	-	-	-	-	-	5,8	27,2
Zona al sur SE Ciruelos	68-69	8,3	21,4	52,2	11,1	28,4	1,8	-	-	3,0	-	-	-	126,2
	98-99	8,1	19,0	55,0	4,2	31,8	18,1	5,8	0,2	26,7	3,1	5,0	2,9	179,8

El aumento en la energía de déficit en la hidrología 1998-1999 a partir de septiembre de 2022 se observa 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 Canutilar).



En relación con la energía embalsada por el Lago Chapo, para la hidrología 1968-1969, llegaría a 121 GWh en abril de 2023, y para la hidrología 1998-1999, a 7 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	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23
Caso Base	68-69	98	255	2.757	993	1.308	813	348	-	43	-	16	1.443
Caso1	68-69	98	2.535	4.541	1.825	1.668	1.163	692	-	43	-	194	1.654
Caso2 3h	68-69	22	50	1.827	566	994	723	322	-	13	-	15	1.136
Caso2 4h	68-69	22	50	1.881	619	1.015	733	333	-	11	-	15	1.197
Caso3	68-69	272	1.277	2.757	2.204	1.586	787	347	-	48	-	28	2.129
Caso4	68-69	98	364	4.061	2.134	2.051	1.112	640	-	48	-	27	1.627
Caso5	68-69	98	444	4.284	1.971	2.023	1.162	661	-	48	-	21	1.591
Caso6 3h	68-69	22	223	2.743	1.181	1.611	790	464	-	11	-	18	1.091
Caso6 4h	68-69	22	236	2.712	1.203	1.703	696	647	-	15	-	22	1.378

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	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23
Caso Base	98-99	96	229	1.405	432	1.471	1.850	1.627	10	627	110	430	1.714
Caso5	98-99	96	233	2.182	1.138	2.452	1.977	2.368	30	315	110	460	1.743
Caso6 3h	98-99	22	46	1.151	616	1.891	1.856	1.779	36	183	74	456	1.435

El consumo de petróleo para todos los casos en que no se restringe la operación de unidades diésel, alcanza montos de hasta 4.541 m3/día en el mes de julio de 2022, considerando los caudales afluentes en las hidrologías más secas analizadas.

A partir del mes de septiembre de 2022, debido al aumento de la energía de déficit, se evidencia un mayor consumo de diésel para la hidrología 1998-1999. En el caso 5, el consumo de petróleo diésel llega a 2.452 m3/día para la hidrología 1998-1999 en comparación con los 2.023 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 abril, 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:

- 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.

- Este estudio considera la postergación del retiro de la central Bocamina 2 a contar del 1 de octubre de 2022, lo que implica un aporte de energía de 796 GWh adicionales en el período entre junio y final de septiembre, para el caso 6-3h en la hidrología más seca.
- La generación hidráulica presenta un aumento respecto del Estudio de Seguridad de abril en base a las condiciones hidrológicas más favorables previstas por el SPC. Lo anterior, debido a los eventos de precipitaciones de fines de abril, que se traducen en mejoras de las condiciones futuras de escorrentías y un aumento de reservas embalsadas.

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_may_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 821 [GWh] a enero de 2023, y de 230 [GWh] para abril 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]							
Año	Mes	Año SPC 68-69	Año SPC 98-99	Año SPC 16-17	Año SPC 96-97	Año SPC 19-20	Energía embalsada real año 2022
2023	Enero	1035	532	680	721	1136	821
	Febrero	840	444	610	659	924	696
	Marzo	505	326	436	429	572	454
	Abril	272	140	150	419	169	230

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 partir de mayo 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 23 de mayo 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 157% (706,5 GWh) con respecto a mayo 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)	23/may/2021	23/may/2022	Aumento / Disminución (2022-2021)
Lago Chapo (Canutillar)	2.0	179.4	177.4
Embalse Rapel (Rapel)	23.0	45.6	22.6
Laguna La Invernada (Cipreses)	56.4	0.0	-56.4
Embalse Melado (Pehuenche)	1.8	2.4	0.6
Embalse Colbún (Colbún)	117.9	339.3	221.4
Laguna Laja (El Toro) Derechos Generación (may - sep)	151.4	133.2	-18.3
Embalse Ralco (Ralco)	0.0	342.3	342.3
Embalse Pangue (Pangue)	2.6	6.5	3.8
Laguna del Maule Derechos Generación (may - sep)	94.0	107.0	13.0
Total	449.2	1155.7	706.5

3.3.- Medidas de mitigación de eventuales déficits de energía

El déficit de suministro de energía resultante de los casos analizados podría ser mitigado, en la medida que sea factible y viable la ejecución de las siguientes medidas:

- 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 junio a octubre 2022. Este volumen de GNL permitiría la operación de 1 ciclo combinado que no dispone de GNL para dicho periodo, permitiendo reducir el déficit de energía que se observa en cuatro de los casos analizados. Disponer de volúmenes adicionales de GNL permite reducir los volúmenes de consumo de petróleo.

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.

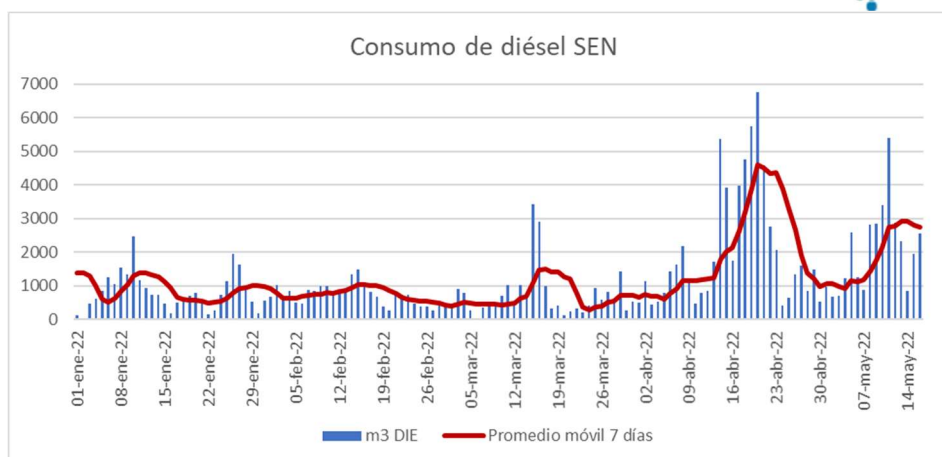
- *Aseguramiento de disponibilidad de combustible diésel.* Los Coordinados propietarios de centrales de generación diésel deben adoptar todas las acciones tendientes a asegurar el suministro de combustible para que sus centrales generadoras cumplan las instrucciones de coordinación que instruya el Coordinador, 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 la formación de Reserva Hídrica, lo cual implica un aumento de generación con combustible diésel a partir del 29 de marzo de 2022, según se observa en el siguiente gráfico:

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 1.159,6 GWh de energía embalsada y el déficit máximo identificado en el presente Estudio asciende a 83,1 GWh en el periodo julio-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 11 de mayo de 2022, la Reserva Hídrica acumulada es del orden de 400 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 Mayo-2022 muestran una reducción del déficit de suministro a nivel sistémico respecto del Estudio de Seguridad de Abril-2022. El déficit observado a nivel sistémico llega al 1% de la demanda en el mes más crítico y asciende a 83,1 GWh sin considerar la zona al sur de la SE Ciruelos, en el período julio-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.

La reducción del déficit con respecto al ESA de abril 2022 se debe, por una parte, a la postergación del retiro de Bocamina 2 hasta el 30 de septiembre de 2022 según Resolución Exenta N°325 de la CNE, la cual permite contar con 796 GWh de energía adicional entre junio y septiembre. Adicionalmente, las precipitaciones de fines de abril produjeron un aumento de energía embalsada en las cuencas de Maule y Bío Bio y una mejora en las condiciones de escorrentía en ambas cuencas, lo que conlleva un alza en caudal afluente actual y en su previsión futura, todo lo cual también contribuye en reducir el déficit identificado.

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 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 1968-1969 para el caso 6-3h (casos con restricciones de disponibilidad de diésel), alrededor de un 60% 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.

Además, el resultado del modelo SPC, para este estudio considera una previsión más favorable de las condiciones hidrológicas futuras, lo que implica un aumento de la generación hidráulica y la consiguiente reducción del déficit de energía en el horizonte analizado.

Para mitigar el déficit de suministro de energía, 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 junio a agosto 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 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

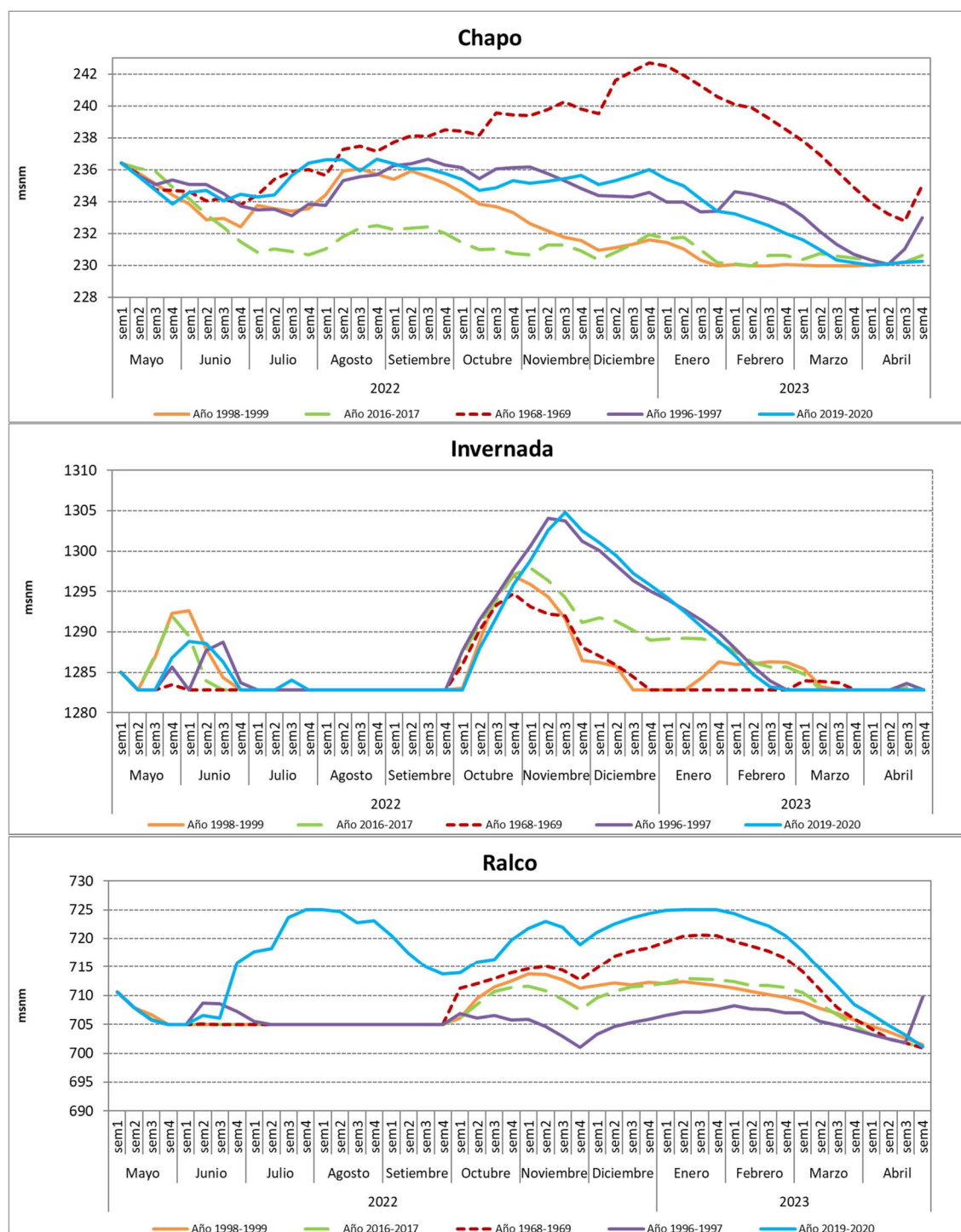
Resultados caso base.

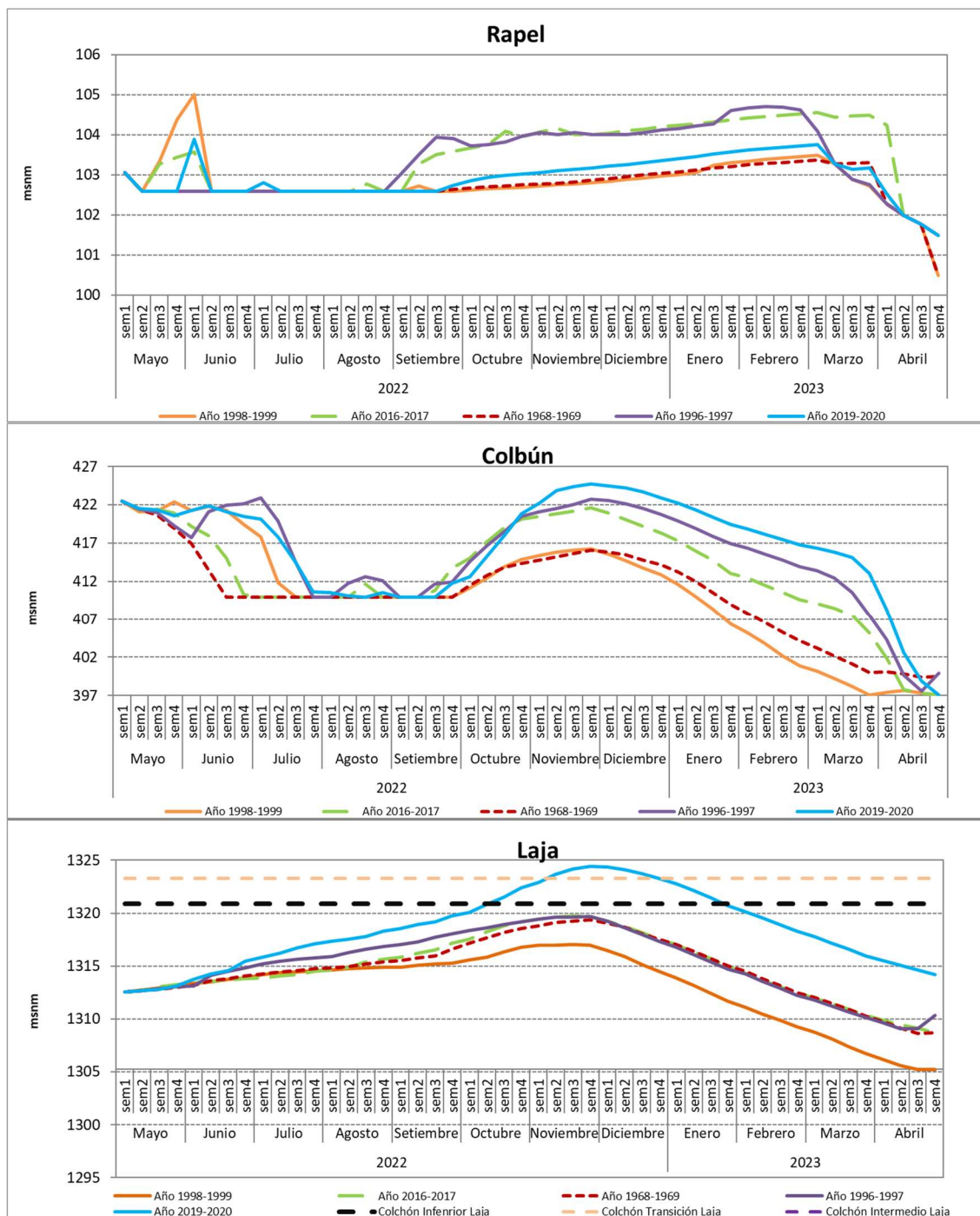
Gráficos de cotas, Energía total embalsada en el SEN, Costos Marginales y Generación por Tecnología

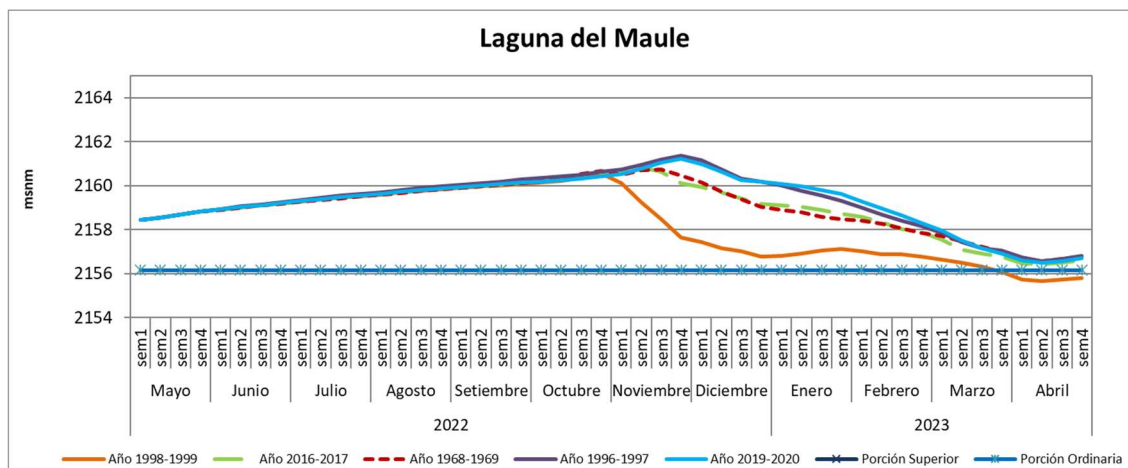
Los gráficos siguientes resumen los resultados generados a partir del caso base para el primer año. El detalle de los resultados para los casos 1, 2, 3, 4, 5 y 6 se encuentra en el archivo Tablas_may_2022, adjunto a este informe.

Caso base

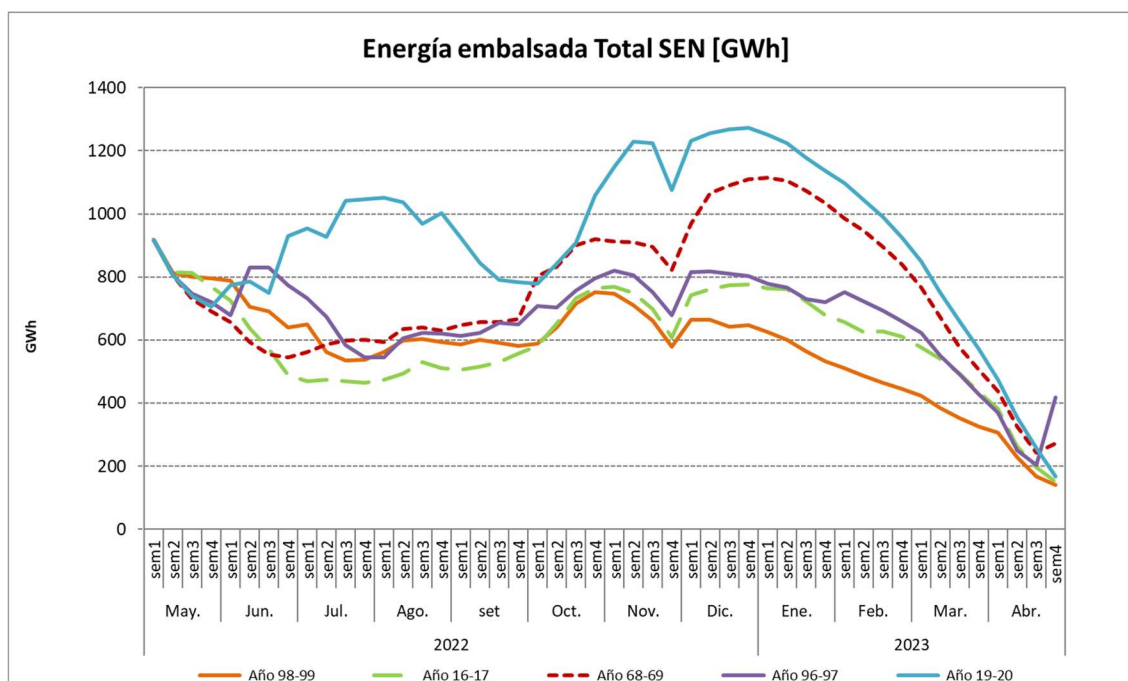
i) Cotas finales mensuales







ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso base

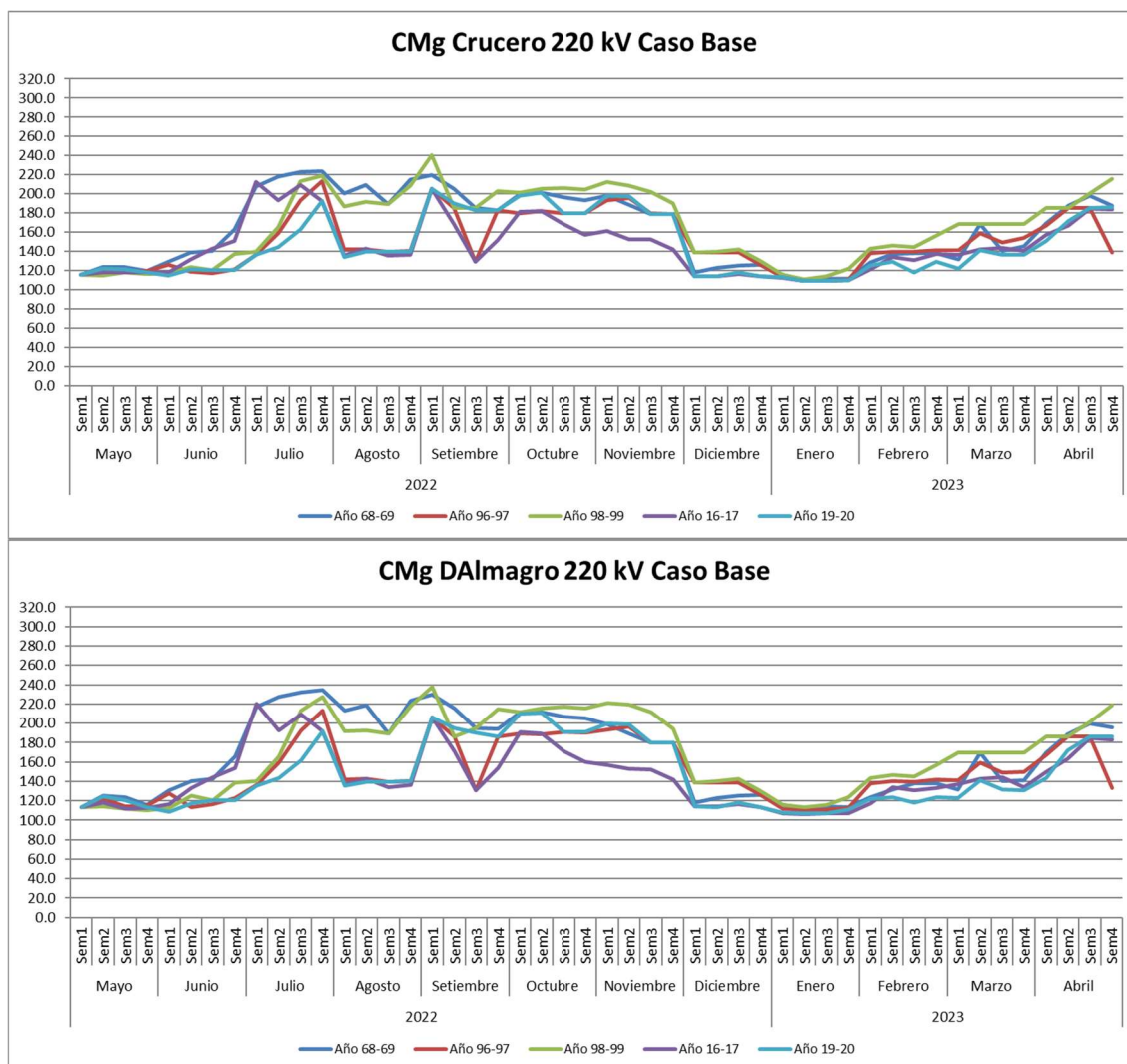


Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

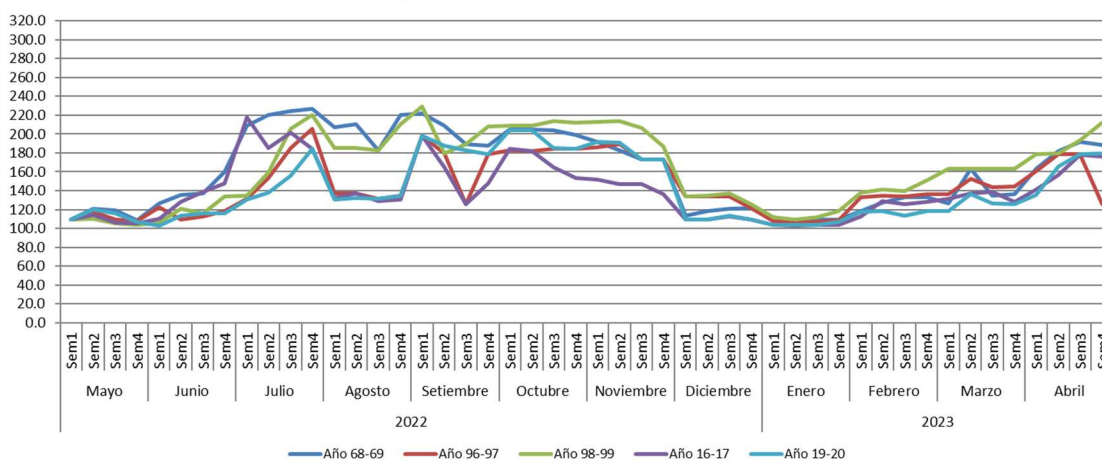
En el cálculo de la energía embalsada en el SEN se considera el agua acumulada en los embalses Chapo, Invernada, Colbún, Pangue, Melado, Ralco y Rapel. Además, se incluye la energía generable por el Laja dado el convenio de operación del año 2017 y se excluye en el cálculo a la Laguna del Maule debido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

iii) Costos Marginales – Caso base

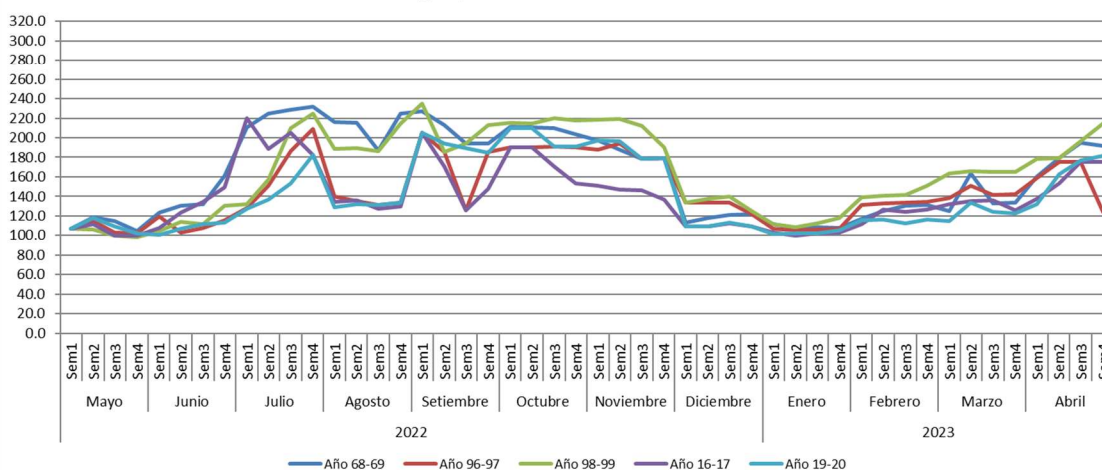
Se presenta el valor máximo del costo marginal para cada semana.



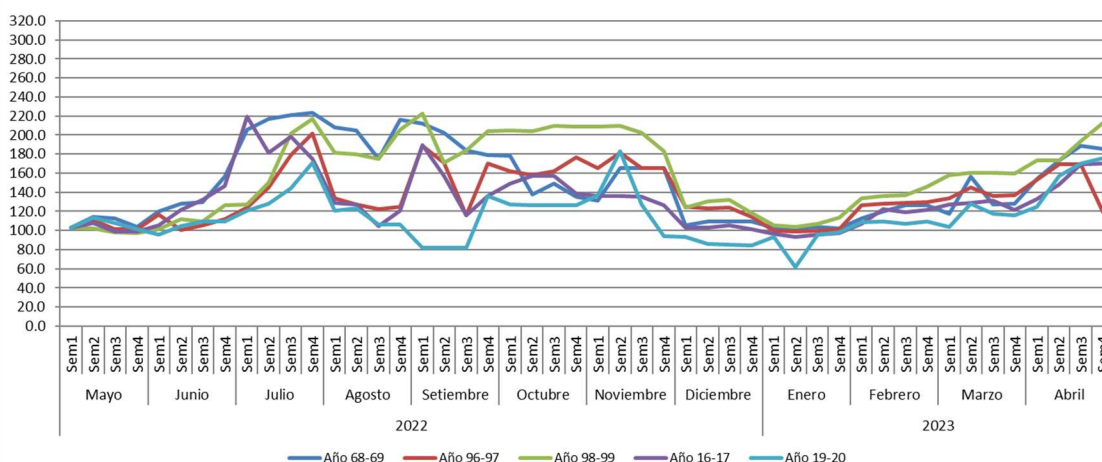
CMg Maitencillo 220 kV Caso Base



CMg Quillota 220 kV Caso Base



CMg Charrúa 220 kV Caso Base

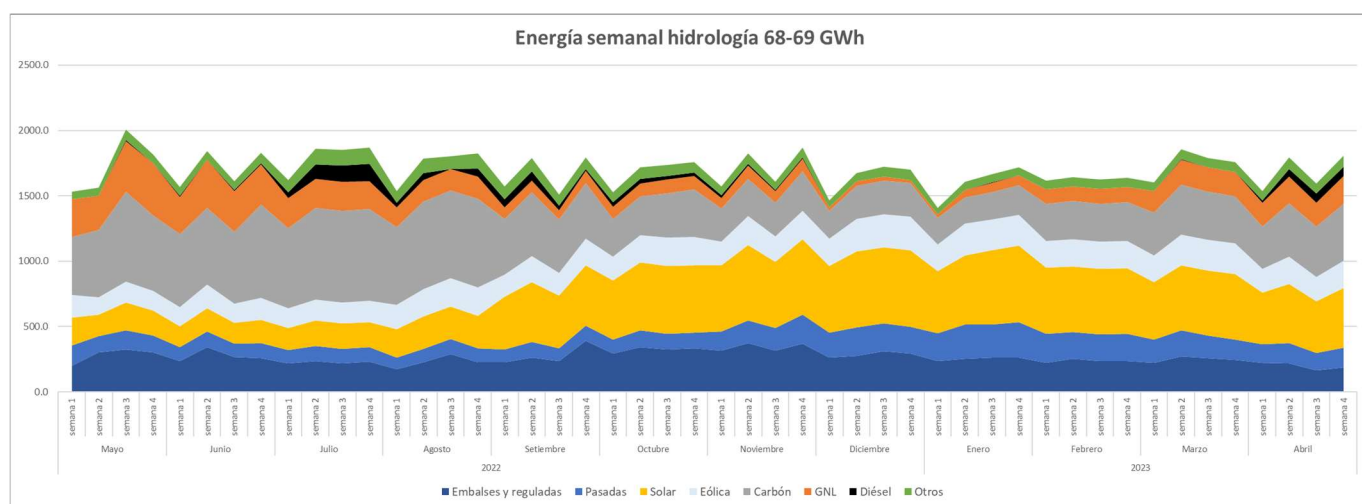


iv) Generación por tecnología – Caso base

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

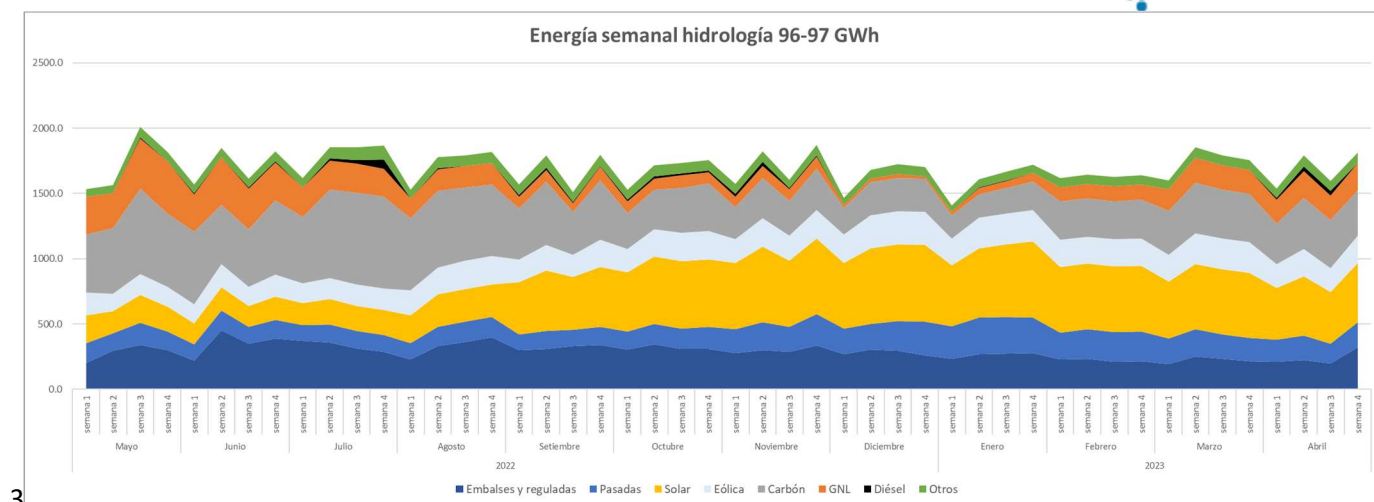
Generación por tecnología mensual hidrología 68-69 (GWh)

	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23
Embalses y reguladas	1,127,5	1,101,9	902,9	914,2	1,112,3	1,293,7	1,370,6	1,138,5	1,013,4	946,9	993,7	790,2
Pasadas	553,0	442,1	437,4	416,4	435,1	473,5	711,4	827,1	1,002,3	836,7	704,1	583,9
Solar	784,6	675,7	747,6	959,1	1,724,6	2,006,4	2,173,9	2,260,6	2,152,4	2,011,7	1,937,4	1,698,8
Eólica	619,6	640,5	637,6	831,4	748,1	825,5	813,3	969,7	924,9	832,7	910,2	783,5
Carbón	2,213,6	2,416,4	2,720,1	2,613,8	1,747,1	1,284,8	1,097,0	977,2	834,4	1,159,4	1,439,2	1,550,5
GNL	1,340,9	1,264,6	888,9	652,3	343,8	403,1	367,8	121,1	229,7	456,7	728,3	785,4
Diésel	11,1	27,5	406,8	147,8	178,5	124,6	52,6	-	4,5	-	2,6	217,6
Otros	269,3	282,5	458,3	409,9	369,8	326,3	285,9	269,3	235,2	284,5	291,5	320,6



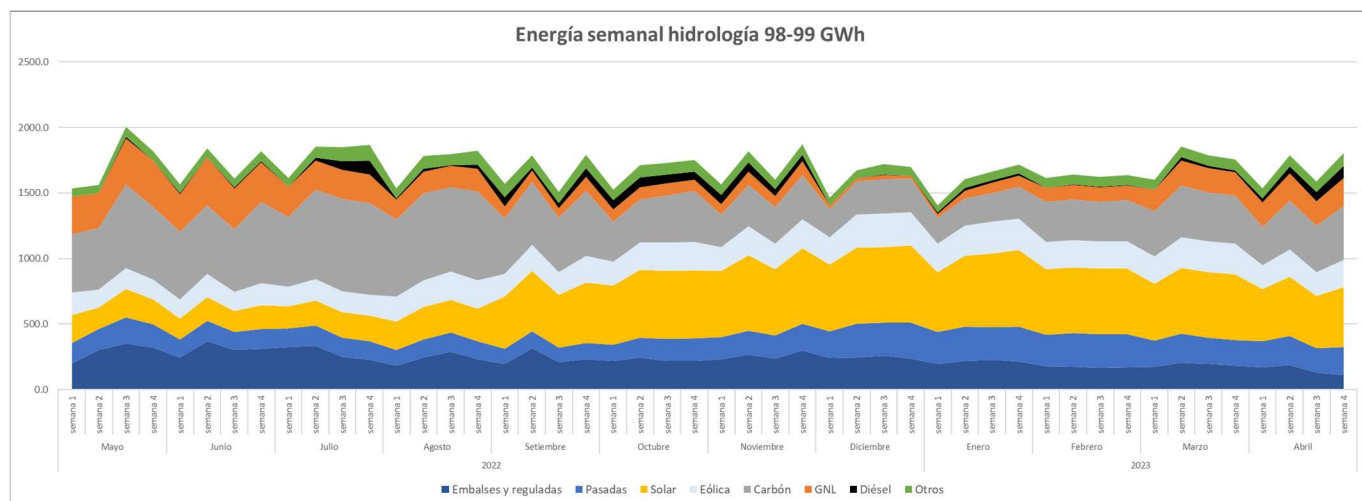
Generación por tecnología mensual hidrología 96-97 (GWh)

	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23
Embalses y reguladas	1,137,8	1,406,5	1,327,2	1,317,8	1,275,8	1,265,9	1,197,7	1,129,1	1,054,2	889,6	895,0	952,4
Pasadas	596,7	549,3	524,3	583,8	526,8	617,0	828,9	878,1	1,080,2	883,9	765,6	700,7
Solar	784,6	675,7	747,6	959,1	1,724,6	2,006,4	2,173,9	2,253,7	2,136,3	2,011,7	1,937,4	1,698,8
Eólica	619,6	640,5	637,6	831,4	748,1	825,5	813,3	978,3	915,5	832,5	910,2	783,5
Carbón	2,166,1	2,024,1	2,583,5	2,257,6	1,658,8	1,283,0	1,128,4	972,6	773,6	1,170,4	1,466,2	1,419,8
GNL	1,334,5	1,247,5	888,9	645,2	355,5	353,3	357,5	96,2	197,4	455,3	726,7	785,4
Diésel	10,7	27,2	123,2	6,7	41,8	58,4	70,9	-	5,8	-	-	85,1
Otros	269,3	278,3	355,6	314,8	332,6	320,6	294,9	258,2	238,2	285,0	296,5	310,3



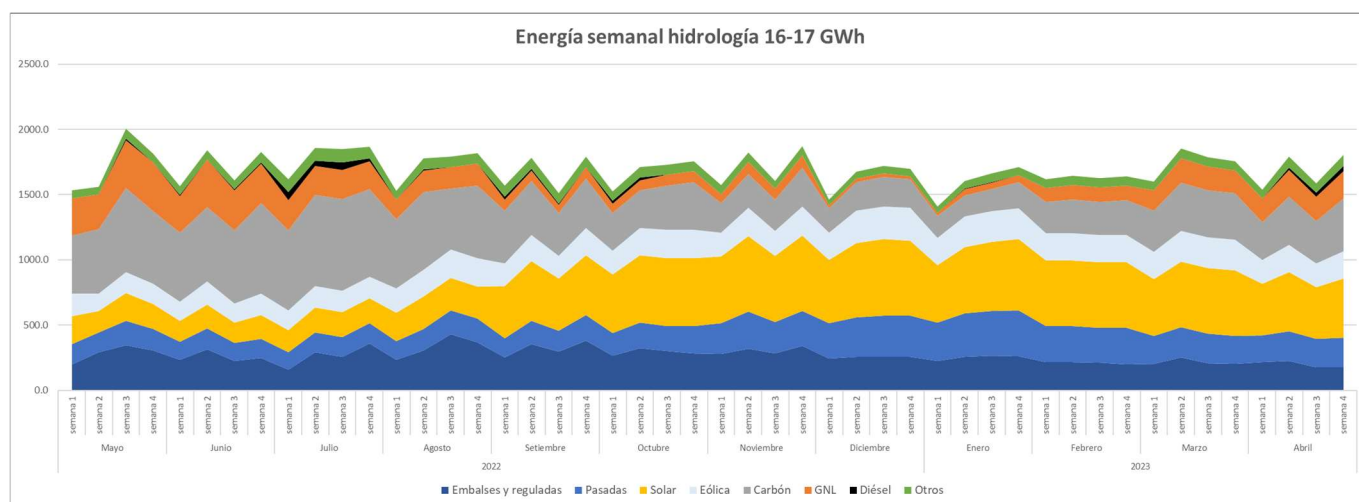
Generación por tecnología mensual hidrología 98-99 (GWh)

	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23
Embalses y reguladas	1,178,3	1,225,1	1,132,9	947,3	951,5	898,9	1,028,8	980,1	856,4	686,4	758,1	596,9
Pasadas	687,6	584,5	586,5	541,8	480,8	616,2	729,1	989,2	1,017,2	1,001,6	811,9	823,8
Solar	784,6	675,7	747,6	959,1	1,724,6	2,006,4	2,173,9	2,253,1	2,146,0	2,011,7	1,937,4	1,698,8
Eólica	619,6	640,5	637,6	831,4	748,1	825,5	813,3	974,9	931,2	831,9	910,2	783,5
Carbón	2,106,2	2,142,8	2,618,0	2,575,0	1,812,5	1,387,4	1,178,1	991,1	868,6	1,228,4	1,481,4	1,437,1
GNL	1,261,6	1,264,1	888,9	652,3	356,8	359,5	375,4	99,0	247,0	439,6	720,4	785,4
Diésel	10,8	24,7	195,6	64,9	201,2	277,1	242,1	1,0	69,9	10,3	59,9	254,4
Otros	269,3	278,3	379,7	366,9	379,6	349,9	316,8	267,1	253,6	310,3	314,1	336,3



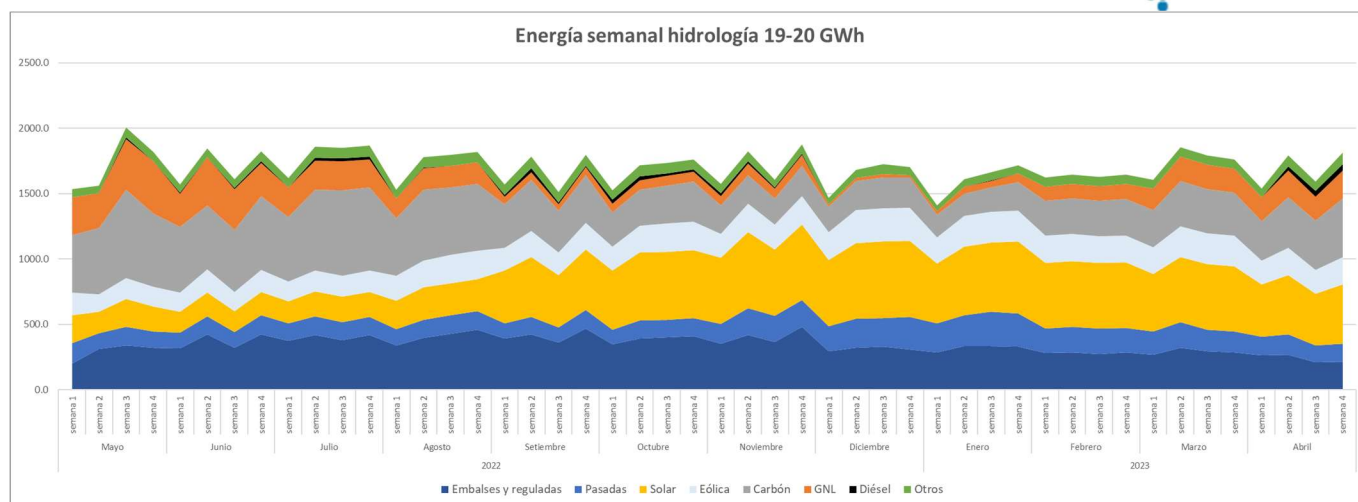
Generación por tecnología mensual hidrología 16-17 (GWh)

	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23
Embalses y reguladas	1,143,9	1,018,4	1,066,3	1,337,9	1,288,3	1,173,0	1,228,5	1,014,3	1,010,9	843,0	866,5	793,7
Pasadas	659,5	588,1	590,2	670,0	673,3	768,8	1,022,2	1,208,1	1,317,3	1,101,7	889,9	875,6
Solar	784,6	675,7	747,6	959,1	1,724,6	2,006,4	2,173,5	2,212,3	2,029,7	2,011,7	1,937,4	1,698,8
Eólica	619,6	640,5	637,6	831,4	748,1	825,5	813,3	962,5	914,8	832,2	910,2	783,5
Carbón	2,134,5	2,347,6	2,692,3	2,150,7	1,529,9	1,287,7	1,024,2	851,7	694,1	1,022,9	1,411,4	1,389,6
GNL	1,292,9	1,264,1	888,9	645,2	317,5	313,8	340,1	86,8	177,8	434,1	694,6	785,4
Diésel	12,0	24,4	179,3	6,6	41,7	42,3	2,0	-	8,3	-	-	83,9
Otros	269,3	280,2	388,2	314,9	332,1	307,8	270,2	218,1	233,1	282,1	289,1	312,7



Generación por tecnología mensual hidrología 19-20 (GWh)

	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23
Embalses y reguladas	1,169,8	1,481,7	1,584,3	1,621,5	1,648,1	1,545,8	1,612,2	1,247,4	1,276,8	1,117,5	1,166,6	948,9
Pasadas	538,7	524,1	553,4	544,6	502,1	526,3	765,3	883,5	972,0	763,9	697,8	569,6
Solar	784,6	675,7	747,6	959,1	1,724,6	2,006,4	2,173,9	2,254,9	2,067,0	2,011,7	1,937,4	1,698,8
Eólica	619,6	640,5	637,6	831,4	748,1	825,5	813,3	972,7	907,9	831,1	910,2	783,5
Carbón	2,186,6	2,043,1	2,400,3	2,007,8	1,413,4	1,134,7	863,2	882,9	750,5	1,089,5	1,302,2	1,517,7
GNL	1,340,6	1,180,9	888,9	645,2	223,9	288,7	319,1	94,7	192,2	444,1	715,4	785,4
Diésel	11,2	30,4	65,4	3,9	66,8	95,0	58,5	-	5,3	-	-	121,4
Otros	269,3	278,3	316,8	312,2	335,2	316,5	279,7	241,9	230,4	283,3	286,7	314,3



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 Piquero Etapa 2	Solar	01/09/2022	6,3	ASanta220
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 Sol del Norte Andes	Solar	01/09/2022	8,6	Andes220
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 Del Desierto	Solar	01/09/2022	9,0	Andes220
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 Huaquellón	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 Los Andes	Solar	01/09/2022	9,0	Andes220
Solar Maitenes	Solar	01/09/2022	9,0	Rapel220
Solar Mitchi	Solar	01/09/2022	9,0	Cardones110
Solar Palmilla Cruz	Solar	01/09/2022	9,0	SFcoMost066
Solar Peñaflo 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

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
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
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 El Carpintero	Solar	01/09/2022	9,0	SFcoMost066
Solar El Carpintero	Solar	01/09/2022	9,0	Esmeralda110
Solar El Carpintero	Solar	01/09/2022	9,0	AJahuel110
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 Campos del Sol 2	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 San Francisco 5	Solar	01/10/2022	6,0	LVegas110
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 El Carpintero	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

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar LGS	Solar	01/11/2022	3,0	Charrua154
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 Aromo Verano	Solar	01/11/2022	3,0	Rancagua154
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 El Carpintero	Solar	01/11/2022	9,0	Canutillar220
Solar El Carpintero	Solar	01/11/2022	9,0	LVilos220
Solar Finis Terrae Extensión Eta 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
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 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
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
Eólica Campo Lindo	Eólica	01/12/2022	71,6	Charrua066
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 Peñaflor	Solar	01/01/2023	2,5	AJahuel110
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

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Don Renato	Solar	01/01/2023	2,9	LVilos220
Esolar Estancilla	Solar	01/01/2023	2,9	Maitencillo110
Solar El 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
Solar El Carpintero	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 El Carpintero	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 El Carpintero	Solar	01/01/2023	9,0	Andes345
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
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 El Carpintero	Solar	01/02/2023	5,0	Rancagua154
Solar La Paz	Solar	01/02/2023	9,0	SFCoMost066
Solar El Carpintero	Solar	01/02/2023	9,0	Florida110
Solar El Manzano	Solar	01/02/2023	87,0	Florida110
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 El Carpintero	Solar	01/03/2023	7,6	Paine154
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 El Carpintero	Solar	01/03/2023	9,0	Batuco110
Solar Doña Carmen RM	Solar	01/03/2023	9,0	Chena110
Solar El Carpintero	Solar	01/04/2023	2,5	Chillan154
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 Tacna	Solar	01/04/2023	9,0	DARica066
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 Pellín	Solar	01/05/2023	9,0	Charrua066
Solar Vaccaro	Solar	01/05/2023	9,0	Talca066

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar San Yolando	Solar	01/05/2023	9,0	Linares154
Solar El Carpintero	Solar	01/05/2023	9,0	Florida110
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 El Carpintero	Solar	01/06/2023	2,8	ElPenon110
Solar Rucapaine	Solar	01/06/2023	9,0	Paine154
Solar El Carpintero	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 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 El Carpintero	Solar	01/07/2023	9,0	LVilos220
Solar El Carpintero	Solar	01/07/2023	9,0	Tilcoco154
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
Solar El Carpintero	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 Cardones	Solar	01/08/2023	35,0	Maitencillo110
Solar Las Gaviotas	Solar	01/09/2023	3,0	PAzucar110
Solar El Carpintero	Solar	01/09/2023	3,0	Cardones110
Solar Las Chilcas	Solar	01/09/2023	9,0	DARica066
Solar El Carpintero	Solar	01/09/2023	9,0	PAzucar110
Solar El Carpintero	Solar	01/09/2023	9,0	Tarapaca220
Eólica Caman	Eólica	01/09/2023	145,7	Ciruelos220
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 El Carpintero	Solar	01/11/2023	9,0	AMelipilla220
Solar El Carpintero	Solar	01/12/2023	8,5	Constitucion066
Solar El Carpintero	Solar	01/12/2023	9,0	SFcoMost066
Solar Llacay	Solar	01/12/2023	9,0	Rapel220
Eólica Punta de Talca	Eólica	01/12/2023	86,4	LaCebada220
Solar El Carpintero	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

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar El Huaipé	Solar	01/03/2024	2,8	Talca066
Solar La Perla del Norte	Solar	01/03/2024	9,0	LaNegra110
Solar El Carpintero	Solar	01/03/2024	9,0	PAzucar110
Solar El Caiquén	Solar	01/03/2024	9,0	Linares154
Solar Caliche	Solar	01/03/2024	9,0	MariaElena220
Solar La Sierra	Solar	01/04/2024	9,0	Crucero220
Solar Tamarico	Solar	01/04/2024	144,7	Maitencillo220
Solar Sol de Loa Etapa 2	Solar	01/04/2024	190,0	Lagunas220
Solar Sol de Vallenar Fase 2	Solar	01/04/2024	250,0	Maitencillo220
Solar Ceme 1	Solar	01/04/2024	350,0	Miraje220
Solar Malloco	Solar	01/07/2024	9,0	AJahuel110
Parque Eólico San Renaico	Eólica	01/07/2024	99,0	Charrua220
Los Cóndores	Hidráulica	01/08/2024	150,0	Ancoa220
Ñuble	Hidráulica	01/02/2025	136,0	Ancoa220
Solar El Ranchillo	Solar	01/04/2025	9,0	Rancagua154
San Pedro	Hidráulica	01/06/2025	170,0	Ciruelos220
Solar Ceresuela	Solar	01/09/2025	9,0	PAlmonte110
Solar El Carpintero	Solar	01/10/2025	9,0	Crucero220
TOTAL			8387	

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.



Fax GC - N° 0426

FECHA: 22 nov. 2017

Pág. 1 de 1

Sr.	ERNESTO HUBER J.
Dirección	Gerente de Operación Coordinador Eléctrico Nacional
Teléfono	TEATINOS 280
Fax	(56) (2) 2424 6300
	(56) (2) 2424 6301
Remite	MIGUEL BUZUNARIZ
Dirección	ENCARGADO Enel Generación Chile
Teléfono	Santa Rosa 76 - Piso 13 - Santiago
Fax	(56) (2) 2630 9000
	(56) (2) 2635 4087

MATERIA: CONVENIO LAJA

En archivo adjunto versión completamente firmada del "Acuerdo de Operación y recuperación del Lago Laja complementa Convenio de 1958", firmado el día 16 de noviembre de 2017. El texto de este acuerdo es igual al enviado mediante carta GC - N° 0426 del 17/11/2017.

Sin otro particular, saluda atentamente a usted,


Miguel Buzunáriz
ENCARGADO - Enel Generación Chile



Fax GC - N° 0429

FECHA: 22 nov. 2017

Pág. 1 de 1

Sr.	ERNESTO HUBER J.
Dirección	Gerente de Operación Coordinador Eléctrico Nacional
Teléfono	TEATINOS 280
Fax	(56) (2) 2424 6300
	(56) (2) 2424 6301
Remite	MIGUEL BUZUNARIZ
Dirección	ENCARGADO Enel Generación Chile
Teléfono	Santa Rosa 76 - Piso 13 – Santiago
Fax	(56) (2) 2630 9000
	(56) (2) 2635 4087

MATERIA: CORRECCIÓN INFORMACIÓN CARTA FAX GC - N° 0426

En relación al Convenio del Laja enviado mediante carta Fax GC - N° 0426 del 22/11/2017, corrijo en indicar que si existe una pequeña modificación en la clausula Decimo Tercera respecto a la versión enviada mediante carta GC - N° 0415 del 17/11/2017.

Sin otro particular, saluda atentamente a usted,


Miguel Buzunáriz
ENCARGADO – Enel Generación Chile

ANEXO 4

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



GM N° 158/2020

Santiago, 19 de agosto de 2020

Señor

Anibal Ramos Romero

Gerente de Mercados

Coordinador Eléctrico Nacional

Presente

Ref.: Convenio de uso eficiente de recursos hídricos. Asociación Canal Maule Sur – Sector Alto

De nuestra consideración:

En conformidad a lo requerido mediante carta DE 04286-18 de fecha 14 de septiembre de 2018, tengo el agrado de indicar a usted que Colbún S.A. ha suscrito el “Convenio de uso eficiente de recursos hídricos Período mayo 2020 – abril 2021”, de fecha 01 de mayo de 2020, cuya copia se adjunta como Anexo a la presente comunicación.

Este convenio tiene como objeto gestionar y promover conjuntamente el uso eficiente de los recursos hídricos en los canales que administra la Asociación Canal Maule Sur, correspondiente al Sector Alto, estableciendo un esquema de ahorro de los volúmenes diarios consumidos para riego, respecto de sus derechos disponibles, según se establece en la Resolución DGA N°105/83. Para esos efectos, el convenio establece un periodo de devolución de los volúmenes previamente ahorrados, lo que representa una restricción que podría afectar la disponibilidad del recurso primario del Complejo Hidroeléctrico Colbún.

- La temporada de estiaje del Convenio entró en vigor el 01 de agosto de 2020, extendiéndose hasta el día 30 de abril de 2021, ambas fechas inclusive.
- Considera un esquema de ahorro y devolución parcial o total de los caudales que administra la Asociación en el canal maule sur-Sector Alto, en conformidad a sus derechos de aguas.
- Define una Etapa de Ahorro, entre el 01 de agosto de 2020 y el 31 de diciembre de 2020, y una Etapa de Devolución, entre el 1° de enero de 2021 y el 30 de abril de 2021.
- Permite modificar la fecha de término de la Etapa de Ahorro y de inicio de la Etapa de Devolución, de común acuerdo entre las Partes y a requerimiento de la Asociación Canal Maule Sur con un aviso anticipado.
- El volumen máximo de devolución no podrá exceder los 22 hm3.



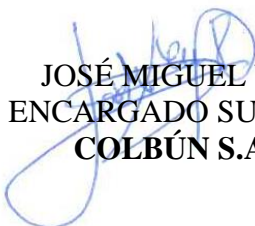


Adicionalmente, informamos a usted que, con periodicidad diaria (día hábil) y mediante correo electrónico dirigido a programación@coordinador.cl se informará la mejor estimación sobre las contabilidades de los ahorros verificados al día inmediatamente anterior a la fecha de dicha comunicación. Lo anterior sin perjuicio que el cierre definitivo de esas cifras acontecerá cuando las partes finalicen la Etapa de Ahorros según lo establecido en el convenio.

Finalmente, informamos a Ud. que el contenido de este Convenio es de carácter estrictamente confidencial entre Colbún S.A. y la Sociedad Asociación Canales Maule Sur Ltda., motivo por el cual agradeceremos manejarlo con la debida reserva.

Solicitamos a usted considerar esta información en la planificación de la operación del sistema eléctrico.

Sin otro particular, saluda atentamente a usted.


JOSÉ MIGUEL VERA
ENCARGADO SUPLENTE
COLBÚN S.A.

Incl. Lo indicado



ANEXO 5

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

GMC N° 466/2018

Santiago, 08 de octubre de 2018

Señor
Daniel Salazar Jaque
Director Técnico
Coordinador Eléctrico Nacional
PRESENTE

REF.: Carta Colbún GMC N° 347/2018 de fecha 25 de julio de 2018 que **Informa**
Implementación de restricción cota mínima en Lago Chapo

De nuestra consideración:

De acuerdo a lo informado en la carta de la REF., Colbún S.A. (“Colbún”) solicitó una asesoría al Centro de Energía de la Universidad de Chile para implementar de manera eficiente una cota mínima de operación en el lago Chapo que mejorase la conectividad de los propietarios ribereños que permitiese consolidar esta cota como mínima operacional definitiva a partir del 01 de enero de 2021. Todo ello, resguardando los criterios de operación segura y económica para el sistema.

Sin embargo, con el propósito de mejorar sustantiva y oportunamente la conectividad de acceso al lago Chapo, Colbún ha acogido la solicitud presentada por la Junta de Vecinos del Lago Chapo (“la Junta”) en orden a adelantar el compromiso de incremento de cota mínima operacional.

Para estos efectos, Colbún ha considerado oportuno modificar las condiciones de implementación de cota para el lago Chapo, según se indica a continuación:

1. Se establece una cota mínima operacional del lago Chapo en el nivel 229,0 msnm, que será mantenida desde el 15 de diciembre de 2018 hasta el 31 de mayo de 2019.
2. Se define una trayectoria de cotas mínimas para el periodo junio-diciembre de 2019, que permitiría aumentar el nivel del lago desde la cota 229,0 msnm, a la “cota objetivo” en el nivel 230,0 msnm al 31 de diciembre de 2019.

Sin perjuicio de lo anterior, sólo en los casos que se presenten condiciones hidrológicas favorables tales que permitan alcanzar la “cota objetivo” en una fecha anterior al 31 de

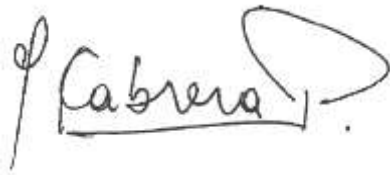
diciembre de 2019, esta restricción de cota mínima deberá incorporarse a partir de dicha fecha en el proceso de la Planificación de la Operación.

Para el resto del periodo, continuarán vigentes las restricciones de cotas mínimas informadas para la operación de la central Canutillar, las que podrán flexibilizarse conforme a las decisiones de uso del recurso hídrico que adopte el Coordinador Eléctrico Nacional en caso que sea necesario garantizar la seguridad operativa y de abastecimiento del sistema eléctrico.

Para mayor entendimiento de los compromisos adquiridos, se adjuntan los documentos complementarios correspondientes al Acuerdo suscrito con la Junta y los resultados del Estudio con el Centro de Energía de la Universidad de Chile. Quedamos a su disposición para reunirnos y aclarar, si fuese el caso, el sentido y alcance de estos antecedentes.

Por tanto, solicito a usted considerar esta información en la programación de la operación del sistema eléctrico.

Sin otro particular, le saluda atentamente



Iván Cabrera Pavez
Encargado Titular
COLBÚN S.A.

ANEXO 6

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



GC - N° 0051

FECHA: 29/01/2019

SR.
OSCAR ANWANDTER QUENTIN
DIRECTOR EJECUTIVO
CODEPRA

MATERIA: Cota Lago Rapel

De nuestra consideración,

En primer lugar, quisiera expresar nuestro permanente compromiso con las distintas Comunidades pertenecientes a las zonas geográficas en las cuales está presente Enel Generación Chile y en particular la Zona del Lago Rapel. Entendemos la importancia que tiene el Turismo en la región y compartimos plenamente la necesidad de un desarrollo sustentable de las distintas actividades que se desarrollan en la zona.

Creemos que este compromiso debe ser un compromiso compartido por todos los sectores que estamos presentes en la región, en que todos debemos intentar entregar nuestros mejores esfuerzos para tener un desarrollo sustentable y en particular respecto al agua. En un escenario de requerimientos hídricos crecientes y una disponibilidad cada vez menor, es de vital importancia que todos cuidemos el agua disponible, haciendo un uso racional de la misma y con especial cuidado sobre la calidad del agua.

Creemos también que este compromiso compartido requiere a la vez de un adecuado nivel de comunicación y coordinación entre todos, además de un clima de mutua cordialidad.

Con respecto a vuestra solicitud de mantener ciertas cotas mínimas en el embalse Rapel en distintos periodos del año, ratificamos nuestro compromiso con este objetivo tal cual lo hemos venido haciendo durante ya varios años y creemos que nuestro compromiso a lo largo de este periodo se ha reflejado en un buen nivel de comunicación y cercanía con vuestra organización.

Hemos revisado las necesidades planteadas y hemos analizado su factibilidad, luego de lo cual nos hemos enfocado principalmente en dos objetivos de mejora, lograr mantener una adecuada cota en el periodo de fiestas Patrias y mejorar la trayectoria de cota durante la primavera de manera de asegurar con un gran nivel de seguridad la cota durante el periodo estival.

Por consiguiente, consideramos que podemos dar nuestros mejores esfuerzos, para conseguir las siguientes cotas mínimas, por supuesto sujeto a que existan las condiciones hidrológicas mínimas de afluente que así lo permitan y atendiendo las eventuales emergencias en el abastecimiento eléctrico que ocurran.

Fecha inicial	Cota mínima msnm	Fecha final	Cota mínima msnm
01-ene 00:00	104.0	31-ene 23:59	104.0
01-feb 00:00	104.0	28-feb 23:59	104.0
01-mar 00:00	104.0	31-mar 23:59	102.5
01-abr 00:00	102.5	30-abr 23:59	101.5
01-may 00:00	101.5	14-may 23:59	100.5
15-may 00:00	100.5	31-may 23:59	100.5
01-jun 00:00	100.5	30-jun 23:59	100.5
01-jul 00:00	100.5	31-jul 23:59	100.5
01-ago 00:00	100.5	14-ago 23:59	100.5
15-ago 00:00	100.5	31-ago 23:59	102.3
01-sept 00:00	102.3	14-sept 23:59	103.5
(*)15-sept 00:00	103.5	19-sept 23:59	103.5
20-sept 00:00	100.5	14-oct 23:59	102.5
15-oct 00:00	102.5	15-nov 23:59	103.5
16-nov 00:00	103.5	31-dic 23:59	104.0

(*) periodo de fiestas patrias, sujeto a la configuración de feriados que haya cada año.
Las fechas intermedias serán calculadas por interpolación lineal.

Esperando su buena acogida, sin otro particular, saluda atentamente,

Miguel Buzunáriz
Gerente Optimización Producción
Enel Generación Chile S.A.

ANEXO 7
Proyecciones de Costos, Costos Combustibles.

i) Proyecciones de Costos de Combustibles

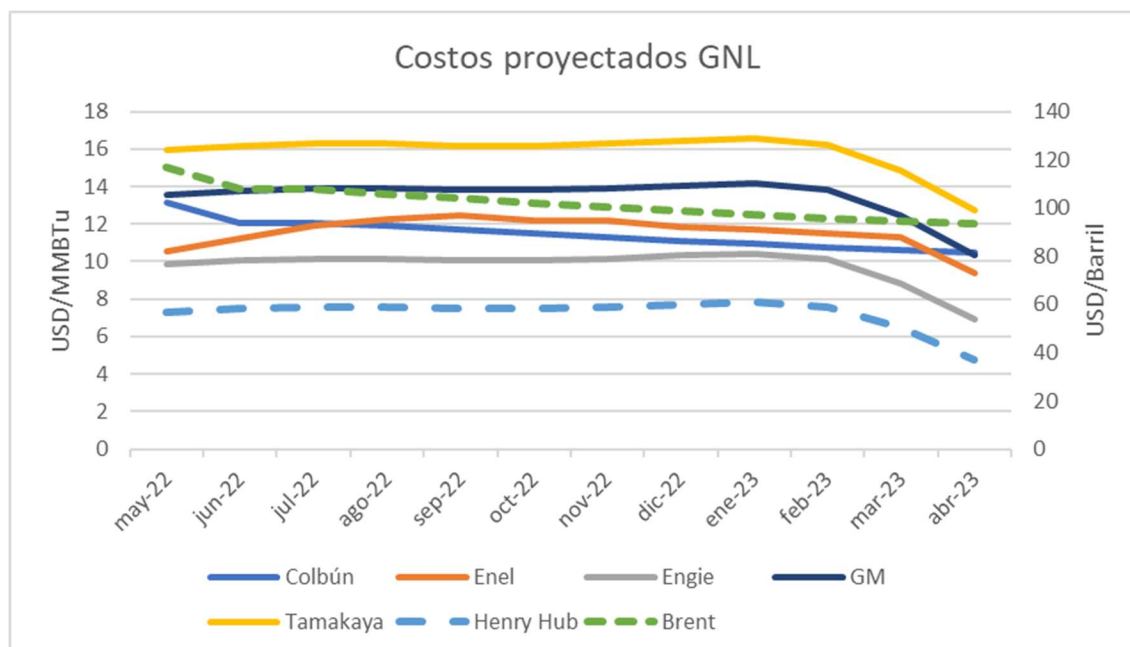


Figura 1: Proyección de costos de GNL, periodo febrero 2022 – enero 2023

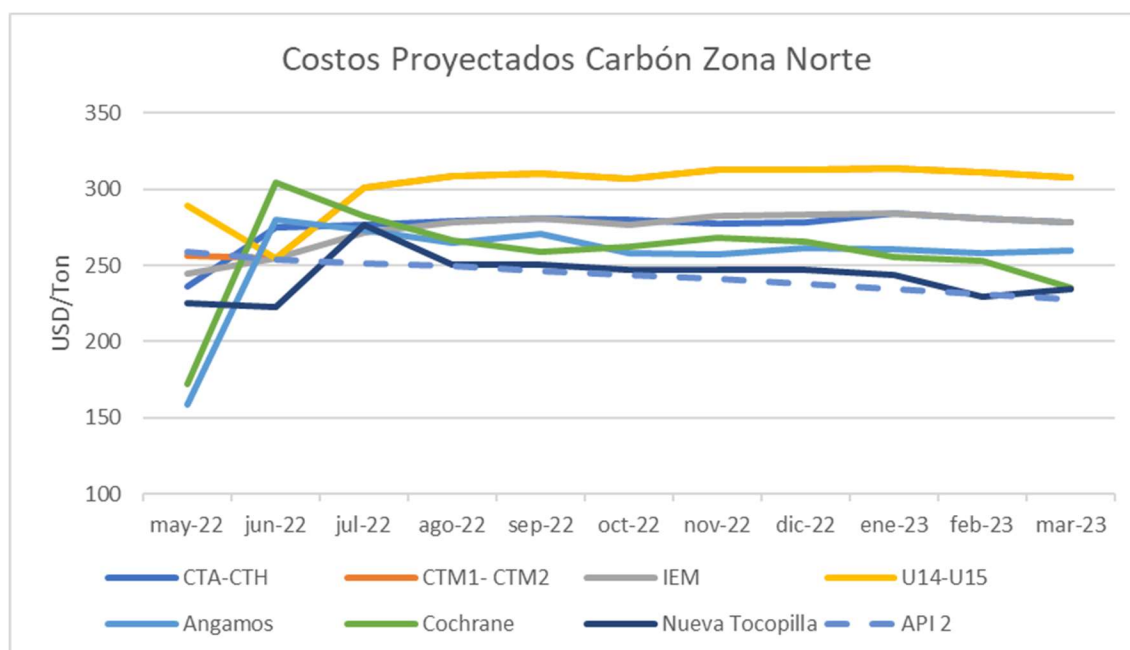


Figura 2: Proyección de costos de carbón térmico, centrales zona norte, periodo febrero 2022 – enero 2023

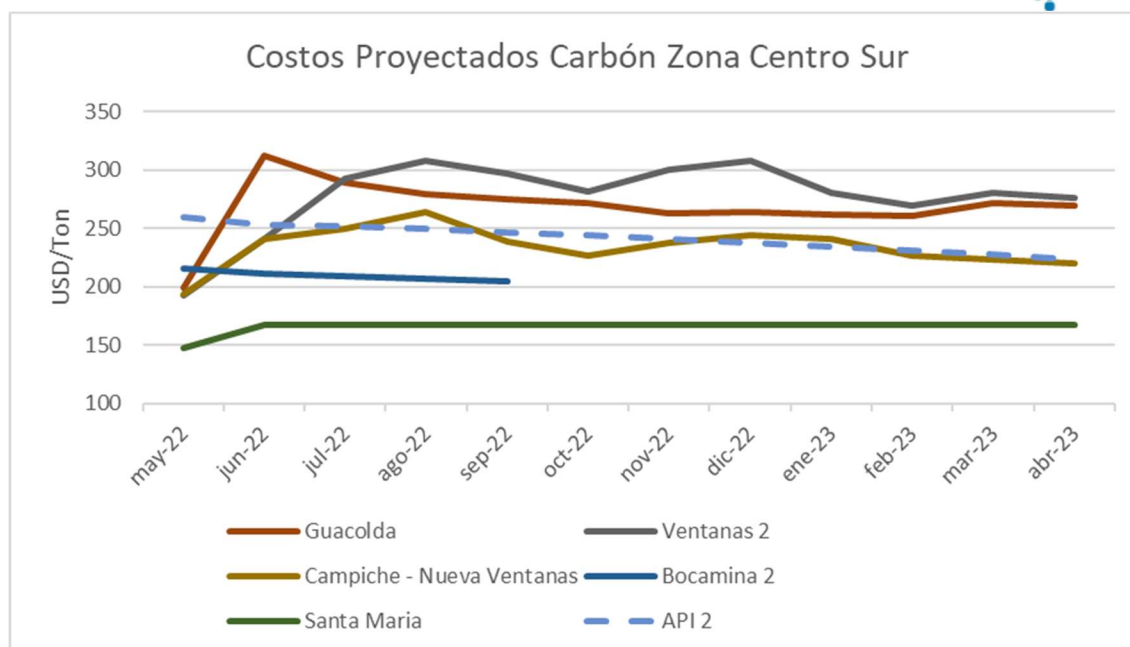


Figura 3: Proyección de costos de carbón térmico, centrales zona centro sur, periodo febrero 2022 – enero 2023

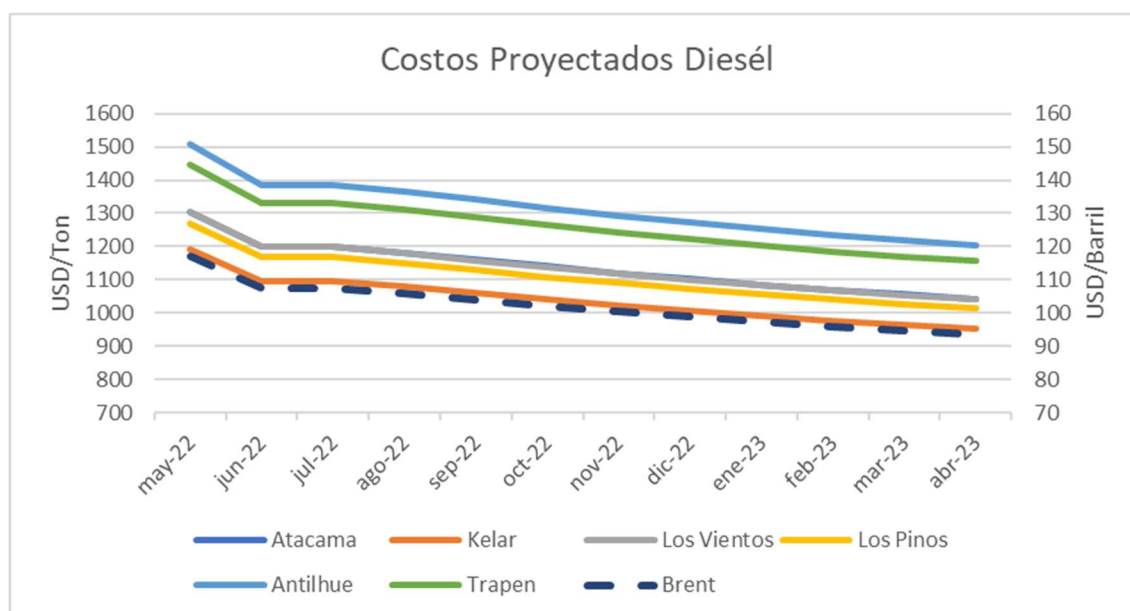


Figura 4: Proyección de costos de combustible diésel, periodo febrero 2022 – enero 2023

ii) Costos Combustibles

Costo de combustible				Costo de combustible			
Nombre	Tipo	Costo	Unidad medida	Nombre	Tipo	Costo	Unidad medida
LOMA_LOS_COLORADOS_2	Biogas	0,00	US\$/Ton	ENERGIA_PACIFICO	Biomasa	31,81	US\$/Ton
LOMA_LOS_COLORADOS_1	Biogas	0,00	US\$/Ton	LAUTARO_2_BL2	Biomasa	36,79	US\$/Ton
SANTA_MARTA	Biogas	0,00	US\$/Ton	CMPC_LAJA_BL3	Biomasa	40,29	US\$/Ton
CMPC_LAJA_BL1	Biomasa	0,00	US\$/Ton	CMPC_LAJA_BL4	Biomasa	128,90	US\$/Ton
CMPC_PACIFICO_BL1	Biomasa	0,00	US\$/Ton	BOCAMINA_1	Carbón	81,04	US\$/Ton
LAJA-EVE_2	Biomasa	0,00	US\$/Ton	ANGAMOS_1	Carbón	145,55	US\$/Ton
NUEVA_ALDEA_1_BL1	Biomasa	0,00	US\$/Ton	ANGAMOS_2	Carbón	145,55	US\$/Ton
NUEVA_ALDEA_3	Biomasa	0,00	US\$/Ton	GUACOLDA_1	Carbón	153,96	US\$/Ton
VALDIVIA_BL1_PINO	Biomasa	0,00	US\$/Ton	GUACOLDA_2	Carbón	153,96	US\$/Ton
VALDIVIA_BL1_EUCA	Biomasa	0,00	US\$/Ton	GUACOLDA_4	Carbón	157,07	US\$/Ton
VALDIVIA_BL2_PINO	Biomasa	0,00	US\$/Ton	GUACOLDA_3	Carbón	157,33	US\$/Ton
VALDIVIA_BL2_EUCA	Biomasa	0,00	US\$/Ton	SANTA_MARIA	Carbón	157,64	US\$/Ton
VINALES_BL1	Biomasa	0,00	US\$/Ton	NUEVA_TOCOPILLA_2	Carbón	161,09	US\$/Ton
LICANTEN_BL1	Biomasa	0,00	US\$/Ton	NUEVA_TOCOPILLA_1	Carbón	161,09	US\$/Ton
LAUTARO_1_BL1	Biomasa	7,58	US\$/Ton	NUEVA_VENTANAS	Carbón	178,47	US\$/Ton
NUEVA_ALDEA_1_BL2	Biomasa	7,69	US\$/Ton	CAMPICHE	Carbón	178,47	US\$/Ton
SANTA_FE_BL1	Biomasa	8,83	US\$/Ton	GUACOLDA_5	Carbón	191,13	US\$/Ton
VINALES_BL2	Biomasa	11,90	US\$/Ton	IE_MEJILLONES	Carbón	191,93	US\$/Ton
SANTA_FE_BL2	Biomasa	12,13	US\$/Ton	COCHRANE_1	Carbón	193,02	US\$/Ton
VALDIVIA_BL3_PINO	Biomasa	12,33	US\$/Ton	COCHRANE_2	Carbón	193,02	US\$/Ton
VALDIVIA_BL3_EUCA	Biomasa	12,33	US\$/Ton	ANDINA	Carbón	194,74	US\$/Ton
LAUTARO_1_BL2	Biomasa	15,15	US\$/Ton	HORNITOS	Carbón	195,26	US\$/Ton
ARAUCO	Biomasa	17,58	US\$/Ton	BOCAMINA_2	Carbón	201,60	US\$/Ton
LAJA-EVE_1	Biomasa	18,12	US\$/Ton	MEJILLONES_2	Carbón	206,24	US\$/Ton
LAUTARO_2_BL1	Biomasa	18,46	US\$/Ton	MEJILLONES_1	Carbón	206,24	US\$/Ton
SANTA_FE_BL3	Biomasa	21,63	US\$/Ton	VENTANAS_2	Carbón	232,11	US\$/Ton
CELCO_BL1	Biomasa	23,95	US\$/Ton	TOCOPILLA_U15	Carbón	235,20	US\$/Ton
CHOLGUAN_BL1	Biomasa	25,61	US\$/Ton	TOCOPILLA_U14	Carbón	235,20	US\$/Ton
CMPC_PACIFICO_BL2	Biomasa	25,90	US\$/Ton	VENTANAS_1	Carbón	242,66	US\$/Ton
SANTA_FE_BL4	Biomasa	26,96	US\$/Ton	PAS_MEJILLONES	Cogeneración	0,00	US\$/Ton
MASISA	Biomasa	28,96	US\$/Ton	ZOFRI_6	Diésel	649,90	US\$/Ton
LICANTEN_BL2	Biomasa	29,15	US\$/Ton	ZOFRI_7-12	Diésel	649,90	US\$/Ton
CMPC_LAJA_BL2	Biomasa	29,53	US\$/Ton	ZOFRI_13	Diésel	649,90	US\$/Ton
ESCUADRON	Biomasa	29,72	US\$/Ton	ZOFRI_2-5	Diésel	649,90	US\$/Ton

Costo de combustible				Costo de combustible			
Nombre	Tipo	Costo	Unidad medida	Nombre	Tipo	Costo	Unidad medida
ZOFRI_1	Diésel	649,90	US\$/Ton	TOCOPILLA-TG3_DIE	Diésel	961,25	US\$/Ton
LAGUNA_VERDE_TG	Diésel	656,45	US\$/Ton	TOCOPILLA_U16-TG+TV_DIE	Diésel	961,25	US\$/Ton
LAGUNA_VERDE_TV	Diésel	656,45	US\$/Ton	TOCOPILLA-TG1	Diésel	961,25	US\$/Ton
KELAR-TG1+TG2+TV_DIE	Diésel	889,93	US\$/Ton	TOCOPILLA-TG2	Diésel	961,25	US\$/Ton
KELAR-TG1+0,5TV_DIE	Diésel	889,93	US\$/Ton	HORCONES_DIE	Diésel	961,44	US\$/Ton
KELAR-TG2+0,5TV_DIE	Diésel	889,93	US\$/Ton	PUNTA_COLORADA_DIE	Diésel	961,46	US\$/Ton
KELAR-TG1_DIE	Diésel	889,93	US\$/Ton	TARAPACA-TG_DIE	Diésel	961,51	US\$/Ton
KELAR-TG2_DIE	Diésel	889,93	US\$/Ton	LINARES	Diésel	964,72	US\$/Ton
UJINA_U1_DIE	Diésel	913,28	US\$/Ton	SAN_GREGORIO	Diésel	964,72	US\$/Ton
UJINA_U2_DIE	Diésel	913,28	US\$/Ton	CANDELARIA_1_DIE	Diésel	965,06	US\$/Ton
UJINA_U3_DIE	Diésel	913,28	US\$/Ton	CANDELARIA_2_DIE	Diésel	965,06	US\$/Ton
UJINA_U4_DIE	Diésel	913,28	US\$/Ton	NUEVA_ALDEA_2	Diésel	966,80	US\$/Ton
NEHUENCO_2-TG+TV_DIE	Diésel	944,95	US\$/Ton	CHOLGUAN_BL2	Diésel	968,50	US\$/Ton
NEHUENCO_1-TG+TV_DIE	Diésel	944,95	US\$/Ton	YUNGAY_U2_DIE	Diésel	973,62	US\$/Ton
NEHUENCO_9B_DIE	Diésel	944,95	US\$/Ton	YUNGAY_U3_DIE	Diésel	973,62	US\$/Ton
CORONEL_DIE	Diésel	945,71	US\$/Ton	YUNGAY_U1_DIE	Diésel	973,62	US\$/Ton
CONCON	Diésel	947,06	US\$/Ton	YUNGAY_U4_DIE	Diésel	973,62	US\$/Ton
PLACILLA	Diésel	947,84	US\$/Ton	LOS_VIENTOS	Diésel	978,18	US\$/Ton
ARICA_GM	Diésel	948,13	US\$/Ton	LOS_VIENTOS-CNAVIA	Diésel	978,18	US\$/Ton
ARICA_M2	Diésel	948,13	US\$/Ton	SANTA_LIDIA	Diésel	982,53	US\$/Ton
ARICA_M1	Diésel	948,13	US\$/Ton	COLMITO_DIE	Diésel	985,37	US\$/Ton
QUINTAY	Diésel	950,06	US\$/Ton	DIEGO_DE_ALMAGRO	Diésel	989,63	US\$/Ton
QUINTERO_1B_DIE	Diésel	950,79	US\$/Ton	EL_SALVADOR	Diésel	989,63	US\$/Ton
QUINTERO_1A_DIE	Diésel	950,79	US\$/Ton	TALTAL_1_DIE	Diésel	990,46	US\$/Ton
LAS_VEGAS	Diésel	951,25	US\$/Ton	TALTAL_2_DIE	Diésel	990,46	US\$/Ton
EL_TOTORAL	Diésel	952,13	US\$/Ton	ANDES_U3_DIE	Diésel	993,79	US\$/Ton
IQUIQUE_MS	Diésel	952,30	US\$/Ton	ANDES_U1_DIE	Diésel	993,79	US\$/Ton
IQUIQUE_MA	Diésel	952,30	US\$/Ton	ANDES_U2_DIE	Diésel	993,79	US\$/Ton
IQUIQUE_MI	Diésel	952,30	US\$/Ton	ANDES_U4_DIE	Diésel	993,79	US\$/Ton
IQUIQUE_SU	Diésel	952,30	US\$/Ton	CALLECALLE	Diésel	997,34	US\$/Ton
IQUIQUE_TG	Diésel	952,30	US\$/Ton	NUEVA_RENCA-TG+TV_DIE	Diésel	998,60	US\$/Ton
LOS_PINOS	Diésel	953,10	US\$/Ton	RENCA_U1	Diésel	998,60	US\$/Ton
SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_DIE	Diésel	955,68	US\$/Ton	RENCA_U2	Diésel	998,60	US\$/Ton
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_DIE	Diésel	955,68	US\$/Ton	NEWEN_DIE	Diésel	1000,18	US\$/Ton
SAN_ISIDRO-TG+TV_DIE	Diésel	955,68	US\$/Ton	CONSTITUCION-EGEN	Diésel	1003,65	US\$/Ton
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_DIE	Diésel	955,68	US\$/Ton	MAULE	Diésel	1003,65	US\$/Ton
SAN_ISIDRO_2-TG_DIE	Diésel	955,68	US\$/Ton	COLIHUES_U1_DIE	Diésel	1007,83	US\$/Ton
SAN_ISIDRO-TG_DIE	Diésel	955,68	US\$/Ton	COLIHUES_U2_DIE	Diésel	1007,83	US\$/Ton
MEJILLONES_3-TG+TV_DIE	Diésel	959,45	US\$/Ton				
MEJILLONES_3-TG_DIE	Diésel	959,45	US\$/Ton				

Costo de combustible				Costo de combustible			
Nombre	Tipo	Costo	Unidad medida	Nombre	Tipo	Costo	Unidad medida
ESPERANZA_DS2	Diésel	1008,5 4	US\$/Ton	TENO	Diésel	1062,9 5	US\$/Ton
ESPERANZA_DS1	Diésel	1008,5 4	US\$/Ton	LLANOS_BLANCOS	Diésel	1072,4 9	US\$/Ton
ESPERANZA_TG1	Diésel	1008,5 4	US\$/Ton	LOS_GUINDOS	Diésel	1078,7 1	US\$/Ton
CENIZAS	Diésel	1009,4 8	US\$/Ton	LOS_GUINDOS_2	Diésel	1078,7 1	US\$/Ton
CHUYACA	Diésel	1010,4 8	US\$/Ton	PAJONALES	Diésel	1098,1 2	US\$/Ton
ESPINOS_BL1	Diésel	1011,3 1	US\$/Ton	ANTILHUE_U1	Diésel	1107,3 0	US\$/Ton
OLIVOS_BL1	Diésel	1011,3 1	US\$/Ton	ANTILHUE_U2	Diésel	1107,3 0	US\$/Ton
ESPINOS_BL2	Diésel	1011,3 1	US\$/Ton	EL_PENON	Diésel	1185,9 6	US\$/Ton
OLIVOS_BL2	Diésel	1011,3 1	US\$/Ton	SAN_JAVIER_1	Diésel	1186,4 5	US\$/Ton
MANTOS_BLANCOS	Diésel	1012,2 8	US\$/Ton	SAN_JAVIER_2	Diésel	1186,4 5	US\$/Ton
ATA-TG1A_DIE	Diésel	1013,3 2	US\$/Ton	INACAL	Diésel	1223,7 9	US\$/Ton
ATA-TG1A+0,5TV1C_DIE	Diésel	1013,3 2	US\$/Ton	CHIOLOE	Diésel	1253,6 3	US\$/Ton
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_DIE	Diésel	1013,3 2	US\$/Ton	CEMENTOS_BIOBIO_DIE	Diésel	1270,5 8	US\$/Ton
ATA-TG1B_DIE	Diésel	1013,3 2	US\$/Ton	DEGAN	Diésel	1271,3 9	US\$/Ton
ATA-TG1B+0,5TV1C_DIE	Diésel	1013,3 2	US\$/Ton	DEGAN_2_NAVE4	Diésel	1271,3 9	US\$/Ton
ATA-TG2A_DIE	Diésel	1013,3 2	US\$/Ton	DEGAN_2_NAVE5	Diésel	1271,3 9	US\$/Ton
ATA-TG2A+0,5TV2C_DIE	Diésel	1013,3 2	US\$/Ton	CHAGUAL	Diésel	1293,0 8	US\$/Ton
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_DIE	Diésel	1013,3 2	US\$/Ton	COMBARBALA	Diésel	1307,0 6	US\$/Ton
ATA-TG2B_DIE	Diésel	1013,3 2	US\$/Ton	TRAPEN	Diésel	1313,1 3	US\$/Ton
ATA-TG2B+0,5TV2C_DIE	Diésel	1013,3 2	US\$/Ton	TERMOPACIFICO	Diésel	1331,1 8	US\$/Ton
HUASCO-TG_U1_DIE	Diésel	1017,0 8	US\$/Ton	EMELDA_U1	Diésel	1402,0 3	US\$/Ton
HUASCO-TG_U2_DIE	Diésel	1017,0 8	US\$/Ton	EMELDA_U2	Diésel	1402,0 3	US\$/Ton
HUASCO-TG_U3_DIE	Diésel	1017,0 8	US\$/Ton	HUASCO-TG_U1_IFO	Fuel Oil	568,20	US\$/Ton
AGUAS_BLANCAS	Diésel	1019,9 7	US\$/Ton	HUASCO-TG_U2_IFO	Fuel Oil	568,20	US\$/Ton
TRINCAO	Diésel	1020,3 4	US\$/Ton	HUASCO-TG_U3_IFO	Fuel Oil	568,20	US\$/Ton
LA_PORTADA	Diésel	1026,0 0	US\$/Ton	CMPC_LAJA_BL5	Fuel Oil	605,10	US\$/Ton
SAN_LORENZO_U3	Diésel	1033,2 2	US\$/Ton	CMPC_PACIFICO_BL3	Fuel Oil	608,39	US\$/Ton
SAN_LORENZO_U1	Diésel	1033,2 2	US\$/Ton	COLIHUES_U1_HFO	Fuel Oil	627,87	US\$/Ton
SAN_LORENZO_U2	Diésel	1033,2 2	US\$/Ton	COLIHUES_U2_HFO	Fuel Oil	627,87	US\$/Ton
CARDONES	Diésel	1045,8 4	US\$/Ton	CELCO_BL2	Fuel Oil	635,79	US\$/Ton
				VALDIVIA_BL4_PINO	Fuel Oil	641,33	US\$/Ton
				VALDIVIA_BL4_EUCA	Fuel Oil	641,33	US\$/Ton
				UJINA_U3_HFO	Fuel Oil	651,93	US\$/Ton

Costo de combustible				Costo de combustible			
Nombre	Tipo	Costo	Unidad medida	Nombre	Tipo	Costo	Unidad medida
UIJINA_U4_HFO	Fuel Oil	651,93	US\$/Ton	CANDELARIA_2_GN_A	GN	210,66	US\$/dam3
UIJINA_U1_HFO	Fuel Oil	651,93	US\$/Ton	CANDELARIA_1_GN_A	GN	210,66	US\$/dam3
UIJINA_U6_HFO	Fuel Oil	651,93	US\$/Ton	NUEVA_RENCA-TG+TV_GN_B	GN	243,36	US\$/dam3
UIJINA_U2_HFO	Fuel Oil	651,93	US\$/Ton	SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GN_A	GN	246,25	US\$/dam3
UIJINA_U5_HFO	Fuel Oil	651,93	US\$/Ton	SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GN_A	GN	246,25	US\$/dam3
PUNTA_COLORADA_IFO	Fuel Oil	668,60	US\$/Ton	SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GN_A	GN	246,25	US\$/dam3
ANDES_U3_F06	Fuel Oil	668,63	US\$/Ton	SAN_ISIDRO-TG+TV_GN_A	GN	246,25	US\$/dam3
ANDES_U1_F06	Fuel Oil	668,63	US\$/Ton	SAN_ISIDRO-TG_GN_A	GN	246,25	US\$/dam3
ANDES_U2_F06	Fuel Oil	668,63	US\$/Ton	SAN_ISIDRO_2-TG_GN_A	GN	246,25	US\$/dam3
ANDES_U4_F06	Fuel Oil	668,63	US\$/Ton	SAN_ISIDRO-FA_GN_A	GN	246,25	US\$/dam3
CEMENTOS_BIOBIO_F06	Fuel Oil	872,50	US\$/Ton	QUINTERO_1A_GN_A	GN	247,67	US\$/dam3
NEWEN_PRO	Gas Propano	564,03	US\$/dam3	QUINTERO_1B_GN_A	GN	247,67	US\$/dam3
CERRO_PABELLON_U2	Geotérmica	0,00	US\$/Ton	CMPC_CORDILLERA_GN_A	GN	283,83	US\$/dam3
CERRO_PABELLON_U1	Geotérmica	0,00	US\$/Ton	NEWEN_GN_A	GN	302,95	US\$/dam3
TENO_GAS_GLP	GLP	615,61	US\$/Ton	CORONEL_GN_A	GN	368,81	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-FA_GLP	GLP	751,49	US\$/Ton	YUNGAY_U2_GN_A	GN	368,97	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GN_A	GN	174,38	US\$/dam3	YUNGAY_U3_GN_A	GN	368,97	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG_GN_A	GN	174,38	US\$/dam3	YUNGAY_U1_GN_A	GN	368,97	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG+TV_GN_A	GN	174,38	US\$/dam3	COLMITO_GN_A	GN	436,12	US\$/dam3
ATA-TG1A_GN_A	GN	174,38	US\$/dam3	NUEVA_RENCA-FA_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
TOCOPILLA-TG3_GN_A	GN	174,38	US\$/dam3	NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG_GN_A	GN	174,38	US\$/dam3	CANDELARIA_1_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
ATA-TG1A+0,5TV1C_GN_A	GN	174,38	US\$/dam3	CANDELARIA_2_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GN_A	GN	174,38	US\$/dam3	NEHUENCO_1-TG_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
ATA-TG1B_GN_A	GN	174,38	US\$/dam3	NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
TALTAL_1_GN_A	GN	174,38	US\$/dam3	NEHUENCO_9B_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
TALTAL_2_GN_A	GN	174,38	US\$/dam3	NEHUENCO_2-TG_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
ATA-TG2A_GN_A	GN	174,38	US\$/dam3	TALTAL_1_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
ATA-TG2A+0,5TV2C_GN_A	GN	174,38	US\$/dam3	TALTAL_2_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GN_A	GN	174,38	US\$/dam3	COLMITO_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
ATA-TG2B_GN_A	GN	174,38	US\$/dam3	ATA-TG1A_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
ATA-TG2B+0,5TV2C_GN_A	GN	174,38	US\$/dam3	ATA-TG1A+0,5TV1C_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GN_A	GN	187,79	US\$/dam3	ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GN_A	GN	187,79	US\$/dam3	ATA-TG1B_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GN_A	GN	187,79	US\$/dam3	ATA-TG1B+0,5TV1C_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GN_A	GN	187,79	US\$/dam3	ATA-TG2A_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GN_A	GN	187,79	US\$/dam3	ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GN_A	GN	187,79	US\$/dam3	ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GN_A	GN	197,12	US\$/dam3	ATA-TG2B_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-FA_GN_A	GN	197,12	US\$/dam3	ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_INF	GNL	0,00	US\$/dam3

Costo de combustible				Costo de combustible			
Nombre	Tipo	Costo	Unidad medida	Nombre	Tipo	Costo	Unidad medida
ENAP_ACONCAGUA	GNL	0,00	US\$/dam3	NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_C	GNL	314,09	US\$/dam3
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_B	GNL	99,62	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_C	GNL	348,33	US\$/dam3
KELAR-TG1+0,5TV_GNL_B	GNL	99,62	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_C	GNL	348,33	US\$/dam3
KELAR-TG2+0,5TV_GNL_B	GNL	99,62	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_C	GNL	348,33	US\$/dam3
KELAR-TG1_GNL_B	GNL	99,62	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_C	GNL	348,33	US\$/dam3
KELAR-TG2_GNL_B	GNL	99,62	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG_GNL_C	GNL	348,33	US\$/dam3
ATA-TG1B+0,5TV1C_GNL_A	GNL	174,38	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_C	GNL	348,33	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_A	GNL	190,26	US\$/dam3	QUINTERO_1A_GNL_C	GNL	348,33	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-FA_GNL_A	GNL	190,26	US\$/dam3	QUINTERO_1B_GNL_C	GNL	348,33	US\$/dam3
NEWEN_GNL_B	GNL	211,89	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-FA_GNL_C	GNL	348,33	US\$/dam3
TOCOPILLA-TG3_GNL_INF	GNL	214,31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_E	GNL	351,66	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_INF	GNL	214,31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_E	GNL	351,66	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_INF	GNL	214,31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_E	GNL	351,66	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG_GNL_INF	GNL	214,31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_E	GNL	351,66	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_INF	GNL	214,31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG_GNL_E	GNL	351,66	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_A	GNL	246,96	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_E	GNL	351,66	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_A	GNL	246,96	US\$/dam3	QUINTERO_1A_GNL_E	GNL	351,66	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_A	GNL	246,96	US\$/dam3	QUINTERO_1B_GNL_E	GNL	351,66	US\$/dam3
TOCOPILLA-TG3_GNL_A	GNL	246,96	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-FA_GNL_E	GNL	351,66	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG_GNL_A	GNL	246,96	US\$/dam3	ATA-TG1A_GNL_E	GNL	354,19	US\$/dam3
COLMITO_GNL_B	GNL	265,98	US\$/dam3	ATA-TG1A+0,5TV1C_GNL_E	GNL	354,19	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_E	GNL	280,59	US\$/dam3	ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_E	GNL	354,19	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_E	GNL	280,59	US\$/dam3	ATA-TG1B_GNL_E	GNL	354,19	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_E	GNL	280,59	US\$/dam3	ATA-TG1B+0,5TV1C_GNL_E	GNL	354,19	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GNL_E	GNL	280,59	US\$/dam3	TALTAL_1_GNL_E	GNL	354,19	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_E	GNL	280,59	US\$/dam3	TALTAL_2_GNL_E	GNL	354,19	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GNL_E	GNL	280,59	US\$/dam3	ATA-TG2A_GNL_E	GNL	354,19	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_E	GNL	286,87	US\$/dam3	ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_E	GNL	354,19	US\$/dam3
ATA-TG1A_GNL_A	GNL	309,97	US\$/dam3	ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_E	GNL	354,19	US\$/dam3
ATA-TG1A+0,5TV1C_GNL_A	GNL	309,97	US\$/dam3	ATA-TG2B_GNL_E	GNL	354,19	US\$/dam3
TALTAL_1_GNL_A	GNL	309,97	US\$/dam3	ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_E	GNL	354,19	US\$/dam3
TALTAL_2_GNL_A	GNL	309,97	US\$/dam3	NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_G	GNL	360,33	US\$/dam3
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_A	GNL	309,97	US\$/dam3	NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_G	GNL	360,33	US\$/dam3
ATA-TG1B_GNL_A	GNL	309,97	US\$/dam3	NEHUENCO_1-FA_GNL_G	GNL	360,33	US\$/dam3
ATA-TG1B+0,5TV1C_GNL_A	GNL	309,97	US\$/dam3	NEHUENCO_2-TG_GNL_G	GNL	360,33	US\$/dam3
ATA-TG2A_GNL_A	GNL	309,97	US\$/dam3	NEHUENCO_1-TG_GNL_G	GNL	360,33	US\$/dam3
ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_A	GNL	309,97	US\$/dam3	NEHUENCO_9B_GNL_G	GNL	360,33	US\$/dam3
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_A	GNL	309,97	US\$/dam3	ATA-TG1A_GNL_B	GNL	369,54	US\$/dam3
ATA-TG2B_GNL_A	GNL	309,97	US\$/dam3	ATA-TG1A+0,5TV1C_GNL_B	GNL	369,54	US\$/dam3
ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_A	GNL	309,97	US\$/dam3	ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_B	GNL	369,54	US\$/dam3

Costo de combustible				Costo de combustible			
Nombre	Tipo	Costo	Unidad medida	Nombre	Tipo	Costo	Unidad medida
ATA-TG1B_GNL_B	GNL	369,54	US\$/dam3	KELAR-TG2+0,5TV_GNL_C	GNL	381,46	US\$/dam3
ATA-TG1B+0,5TV1C_GNL_B	GNL	369,54	US\$/dam3	KELAR-TG1_GNL_C	GNL	381,46	US\$/dam3
ATA-TG2A_GNL_B	GNL	369,54	US\$/dam3	KELAR-TG2_GNL_C	GNL	381,46	US\$/dam3
TALTAL_1_GNL_B	GNL	369,54	US\$/dam3	CANDELARIA_1_GNL_G	GNL	383,19	US\$/dam3
TALTAL_2_GNL_B	GNL	369,54	US\$/dam3	CANDELARIA_2_GNL_G	GNL	383,19	US\$/dam3
ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_B	GNL	369,54	US\$/dam3	ATA-TG1A_GNL_X	GNL	389,50	US\$/dam3
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_B	GNL	369,54	US\$/dam3	TALTAL_1_GNL_X	GNL	389,50	US\$/dam3
ATA-TG2B_GNL_B	GNL	369,54	US\$/dam3	TALTAL_2_GNL_X	GNL	389,50	US\$/dam3
ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_B	GNL	369,54	US\$/dam3	ATA-TG1A+0,5TV1C_GNL_X	GNL	389,50	US\$/dam3
ATA-TG1A_GNL_C	GNL	372,62	US\$/dam3	ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_X	GNL	389,50	US\$/dam3
ATA-TG1A_GNL_D	GNL	372,62	US\$/dam3	ATA-TG1B_GNL_X	GNL	389,50	US\$/dam3
ATA-TG1A+0,5TV1C_GNL_C	GNL	372,62	US\$/dam3	ATA-TG1B+0,5TV1C_GNL_X	GNL	389,50	US\$/dam3
ATA-TG1A+0,5TV1C_GNL_D	GNL	372,62	US\$/dam3	ATA-TG2A_GNL_X	GNL	389,50	US\$/dam3
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_C	GNL	372,62	US\$/dam3	ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_X	GNL	389,50	US\$/dam3
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_D	GNL	372,62	US\$/dam3	ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_X	GNL	389,50	US\$/dam3
ATA-TG1B_GNL_C	GNL	372,62	US\$/dam3	ATA-TG2B_GNL_X	GNL	389,50	US\$/dam3
ATA-TG1B_GNL_D	GNL	372,62	US\$/dam3	ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_X	GNL	389,50	US\$/dam3
ATA-TG1B+0,5TV1C_GNL_C	GNL	372,62	US\$/dam3	NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_C	GNL	390,27	US\$/dam3
ATA-TG1B+0,5TV1C_GNL_D	GNL	372,62	US\$/dam3	NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_C	GNL	390,27	US\$/dam3
ATA-TG2A_GNL_C	GNL	372,62	US\$/dam3	NEHUENCO_1-FA_GNL_C	GNL	390,27	US\$/dam3
ATA-TG2A_GNL_D	GNL	372,62	US\$/dam3	NEHUENCO_2-TG_GNL_C	GNL	390,27	US\$/dam3
TALTAL_1_GNL_C	GNL	372,62	US\$/dam3	NEHUENCO_1-TG_GNL_C	GNL	390,27	US\$/dam3
TALTAL_2_GNL_C	GNL	372,62	US\$/dam3	NEHUENCO_9B_GNL_C	GNL	390,27	US\$/dam3
TALTAL_1_GNL_D	GNL	372,62	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_D	GNL	392,83	US\$/dam3
TALTAL_2_GNL_D	GNL	372,62	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_D	GNL	392,83	US\$/dam3
ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_C	GNL	372,62	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_D	GNL	392,83	US\$/dam3
ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_D	GNL	372,62	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_D	GNL	392,83	US\$/dam3
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_C	GNL	372,62	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG_GNL_D	GNL	392,83	US\$/dam3
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_D	GNL	372,62	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_D	GNL	392,83	US\$/dam3
ATA-TG2B_GNL_C	GNL	372,62	US\$/dam3	QUINTERO_1A_GNL_D	GNL	392,83	US\$/dam3
ATA-TG2B_GNL_D	GNL	372,62	US\$/dam3	QUINTERO_1B_GNL_D	GNL	392,83	US\$/dam3
ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_C	GNL	372,62	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-FA_GNL_D	GNL	392,83	US\$/dam3
ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_D	GNL	372,62	US\$/dam3	TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_C	GNL	404,29	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_B	GNL	377,49	US\$/dam3	MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_C	GNL	404,29	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_B	GNL	377,49	US\$/dam3	TOCOPILLA_U16-TG_GNL_C	GNL	404,29	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_B	GNL	377,49	US\$/dam3	TOCOPILLA-TG3_GNL_C	GNL	404,29	US\$/dam3
TOCOPILLA-TG3_GNL_B	GNL	377,49	US\$/dam3	MEJILLONES_3-TG_GNL_C	GNL	404,29	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG_GNL_B	GNL	377,49	US\$/dam3	NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_D	GNL	404,40	US\$/dam3
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_C	GNL	381,46	US\$/dam3	CANDELARIA_1_GNL_C	GNL	413,97	US\$/dam3
KELAR-TG1+0,5TV_GNL_C	GNL	381,46	US\$/dam3	CANDELARIA_2_GNL_C	GNL	413,97	US\$/dam3

Costo de combustible				Costo de combustible			
Nombre	Tipo	Costo	Unidad medida	Nombre	Tipo	Costo	Unidad medida
CANDELARIA_1_GNL_E	GNL	415,27	US\$/dam3	CANDELARIA_2_GNL_B	GNL	546,99	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_E	GNL	426,54	US\$/dam3	CANDELARIA_2_GNL_E	GNL	548,29	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_E	GNL	426,54	US\$/dam3	NEWEN_GNL_A	GNL	558,70	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_E	GNL	426,54	US\$/dam3	NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_D	GNL	577,96	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG_GNL_E	GNL	426,54	US\$/dam3	NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_D	GNL	577,96	US\$/dam3
TOCOPILLA-TG3_GNL_E	GNL	426,54	US\$/dam3	NEHUENCO_1-FA_GNL_D	GNL	577,96	US\$/dam3
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_INF	GNL	426,58	US\$/dam3	NEHUENCO_2-TG_GNL_D	GNL	577,96	US\$/dam3
KELAR-TG1+0,5TV_GNL_INF	GNL	426,58	US\$/dam3	NEHUENCO_1-TG_GNL_D	GNL	577,96	US\$/dam3
KELAR-TG2+0,5TV_GNL_INF	GNL	426,58	US\$/dam3	NEHUENCO_9B_GNL_D	GNL	577,96	US\$/dam3
KELAR-TG1_GNL_INF	GNL	426,58	US\$/dam3	NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_X	GNL	583,09	US\$/dam3
KELAR-TG2_GNL_INF	GNL	426,58	US\$/dam3	NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_F	GNL	583,09	US\$/dam3
COLMITO_GNL_A	GNL	458,61	US\$/dam3	NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_X	GNL	583,09	US\$/dam3
CORONEL_GNL_B	GNL	479,08	US\$/dam3	NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_F	GNL	583,09	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_P	GNL	484,05	US\$/dam3	NEHUENCO_1-FA_GNL_X	GNL	583,09	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-FA_GNL_P	GNL	484,05	US\$/dam3	NEHUENCO_1-FA_GNL_F	GNL	583,09	US\$/dam3
CORONEL_GNL_A	GNL	516,33	US\$/dam3	NEHUENCO_2-TG_GNL_X	GNL	583,09	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_A	GNL	518,51	US\$/dam3	NEHUENCO_2-TG_GNL_F	GNL	583,09	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_A	GNL	518,51	US\$/dam3	NEHUENCO_1-TG_GNL_X	GNL	583,09	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_A	GNL	518,51	US\$/dam3	NEHUENCO_1-TG_GNL_F	GNL	583,09	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GNL_A	GNL	518,51	US\$/dam3	NEHUENCO_9B_GNL_X	GNL	583,09	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_A	GNL	518,51	US\$/dam3	NEHUENCO_9B_GNL_F	GNL	583,09	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GNL_A	GNL	518,51	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-FA_GNL_INF	GNL	585,38	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_B	GNL	523,29	US\$/dam3	QUINTERO_1A_GNL_INF	GNL	585,38	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_B	GNL	523,29	US\$/dam3	QUINTERO_1B_GNL_INF	GNL	585,38	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_B	GNL	523,29	US\$/dam3	NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_INF	GNL	585,38	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GNL_B	GNL	523,29	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_INF	GNL	585,38	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_B	GNL	523,29	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_INF	GNL	585,38	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GNL_B	GNL	523,29	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_INF	GNL	585,38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_B	GNL	523,31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_INF	GNL	585,38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_B	GNL	523,31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_INF	GNL	585,38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_B	GNL	523,31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG_GNL_INF	GNL	585,38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_B	GNL	523,31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_A	GNL	585,67	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG_GNL_B	GNL	523,31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_A	GNL	585,67	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_B	GNL	523,31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_A	GNL	585,67	US\$/dam3
QUINTERO_1A_GNL_B	GNL	523,31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_A	GNL	585,67	US\$/dam3
QUINTERO_1B_GNL_B	GNL	523,31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG_GNL_A	GNL	585,67	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-FA_GNL_B	GNL	523,31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_A	GNL	585,67	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GNL_A	GNL	542,21	US\$/dam3	QUINTERO_1A_GNL_A	GNL	585,67	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GNL_A	GNL	542,21	US\$/dam3	QUINTERO_1B_GNL_A	GNL	585,67	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GNL_B	GNL	546,99	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-FA_GNL_A	GNL	585,67	US\$/dam3

Costo de combustible				Costo de combustible			
Nombre	Tipo	Costo	Unidad medida	Nombre	Tipo	Costo	Unidad medida
CMPC_CORDILLERA_GNL_A	GNL	594,93	US\$/dam3	NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_F	GNL	662,51	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GNL_D	GNL	601,66	US\$/dam3	NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_B	GNL	685,07	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GNL_D	GNL	601,66	US\$/dam3	NUEVA_RENCA-FA_GNL_B	GNL	685,07	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GNL_X	GNL	605,96	US\$/dam3	KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_A	GNL	697,80	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GNL_F	GNL	605,96	US\$/dam3	KELAR-TG1+0,5TV_GNL_A	GNL	697,80	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GNL_X	GNL	605,96	US\$/dam3	KELAR-TG2+0,5TV_GNL_A	GNL	697,80	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GNL_F	GNL	605,96	US\$/dam3	KELAR-TG1_GNL_A	GNL	697,80	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_X	GNL	650,93	US\$/dam3	KELAR-TG2_GNL_A	GNL	697,80	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_F	GNL	650,93	US\$/dam3	YUNGAY_U2_GNL_A	GNL	904,16	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_X	GNL	650,93	US\$/dam3	YUNGAY_U3_GNL_A	GNL	904,16	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_F	GNL	650,93	US\$/dam3	YUNGAY_U1_GNL_A	GNL	904,16	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_X	GNL	650,93	US\$/dam3	ERSA_BIOBIO	Petcoke	0,00	US\$/Ton
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_F	GNL	650,93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_X	GNL	650,93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_F	GNL	650,93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO-TG_GNL_X	GNL	650,93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO-TG_GNL_F	GNL	650,93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_X	GNL	650,93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_F	GNL	650,93	US\$/dam3				
QUINTERO_1A_GNL_X	GNL	650,93	US\$/dam3				
QUINTERO_1A_GNL_F	GNL	650,93	US\$/dam3				
QUINTERO_1B_GNL_X	GNL	650,93	US\$/dam3				
QUINTERO_1B_GNL_F	GNL	650,93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO-FA_GNL_X	GNL	650,93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO-FA_GNL_F	GNL	650,93	US\$/dam3				
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_D	GNL	651,05	US\$/dam3				
TOCOPILLA_U16-TG+TV_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				
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_X	GNL	651,05	US\$/dam3				
MEJILLONES_3-TG_GNL_D	GNL	651,05	US\$/dam3				
MEJILLONES_3-TG_GNL_X	GNL	651,05	US\$/dam3				
KELAR-TG1+0,5TV_GNL_X	GNL	651,05	US\$/dam3				
KELAR-TG2+0,5TV_GNL_X	GNL	651,05	US\$/dam3				
KELAR-TG1_GNL_X	GNL	651,05	US\$/dam3				
KELAR-TG2_GNL_X	GNL	651,05	US\$/dam3				
TOCOPILLA-TG3_GNL_X	GNL	651,05	US\$/dam3				
TOCOPILLA-TG3_GNL_D	GNL	651,05	US\$/dam3				