

RESERVAS OPERACIONALES EN EMBALSES PERIODO AGOSTO 2021 A ABRIL 2022

DEPARTAMENTO DE PROGRAMACIÓN

Septiembre 2021
Versión 2



TABLA DE CONTENIDO

1	<i>INTRODUCCIÓN</i>	2
2	<i>ANTECEDENTES</i>	2
3	<i>DEFINICIÓN DE RESERVA OPERACIONAL EN EL LAGO CHAPO</i>	3
4	<i>DEFINICIÓN DE RESERVA OPERACIONAL EN EL EMBALSE RALCO Y RAPEL</i>	7
5	<i>PERIODO DE VIGENCIA DE LAS RESERVAS OPERACIONALES</i>	10

1 INTRODUCCIÓN

En esta minuta se describe el mecanismo para gestionar la reserva operacional que se gestionará en embalses. Para estos efectos se ha seleccionado el Lago Chapo, Embalses Rapel y Ralco considerando restricciones de operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

El objetivo de esta gestión es contar con reserva operacional en los embalses para cubrir requerimientos de seguridad de operación del SEN, considerando las condiciones operacionales ocasionadas por la sequía que atraviesa el sistema, las que se utilizarán ante contingencias en el sistema, en centrales generadoras y líneas de transmisión.

2 ANTECEDENTES

Los rangos de operación y almacenamiento de los embalses del SEN son los que se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 1 Características principales de los embalses del SEN. Cotas mínimas no considera restricciones operacionales

Embalse (Central)	Cota Max. m.s.n.m.	Cota Min. m.s.n.m.	Ene. Tot. GWh	Regulación horas	Regulación días
Lago Chapo (Canutillar)	243.0	222.0	539.0	3418	142.4
Embalse Rapel (Rapel)	105.0	100.5	51.2	139	5.8
Laguna La Invernada (Cipreses)	1318.0	1282.8	132.1	1319	55.0
Embalse Melado (Pehuenche)	648.0	641.0	13.3	24	1.0
Embalse Colbún (Colbún)	437.0	397.0	476.0	1117	46.5
Embalse Machicura (Machicura)	257.5	255.5	1.0	10.5	0.44
Laguna Laja (El Toro)	1368.0	1300.0	7423.8	19419	809.1
Embalse Polcura (Antuco)	736.0	730.0	0.5	1.4	0.06
Embalse Ralco (Ralco)	725.0	692.0	340.9	494	20.6
Embalse Pangue (Pangue)	510.0	501.0	9.8	21.7	0.9
Embalse Angostura (Angostura)	317.0	316.0	0.8	2.5	0.10

De los embalses que se identifican en la tabla, se prioriza aquellos en que es posible acumular reservas operacionales con bajo riesgo de vertimiento por el tamaño o por el agua embalsada previamente, evitando aquellos que estén operando en cotas altas.

Además, se deben descartar los que presentan restricciones adicionales, tales como restricciones o convenios de riego, filtraciones relevantes y/o bajos afluentes.

Para el Lago Laja, debido a las restricciones que impone el convenio de operación vigente entre Enel y la Dirección de Obras Hidráulicas, no se cuenta con derechos que permitan que El Toro opere hasta diciembre de 2021. Entre diciembre de 2021 y abril de 2022, esta central operará principalmente para abastecer necesidades de riego de la cuenca del río Laja. En estas condiciones, se descarta la posibilidad de acumular reservas operacionales en el Lago Laja. Terminando la temporada de riego, a partir de abril de 2022, El Toro tendría disponibles derechos de generación cuyo monto es función de la cota del Lago Laja al 1° de diciembre de 2021.

Por otro lado, el embalse Colbún debe alcanzar una cota mínima de 425 m.s.n.m. al 1 de diciembre de 2021 para cumplir con las entregas a riego en la cuenca del río Maule, en estas condiciones, Colbún no podría utilizar la reserva acumulada sin afectar la operación de la central Pehuenche y la operación óptima de la cuenca.

Laguna Invernada presenta afluentes bajos y filtraciones importantes (sobre 10 (m³/s)), que hacen poco eficiente la acumulación de agua para mantenerla como reserva. Además, a partir de octubre de 2021, si la cuenca del río Maule no es capaz de abastecer el riego con el régimen natural, la central Cipreses se verá obligada a generar al menos el afluente a la Laguna Invernada impidiendo la acumulación de reserva.

En estas condiciones, resulta factible acumular reservas operacionales en los embalses Ralco, Rapel y Lago Chapo (Canutillar).

3 DEFINICIÓN DE RESERVA OPERACIONAL EN EL LAGO CHAPO

Análisis de la Operación de la zona al sur de la línea de 220 kV Cautín - Ciruelos.

La zona del SEN al sur de la línea de 220 kV Cautín – Ciruelos, presenta restricciones operacionales a partir de enero de cada año y hasta el mes de abril o mayo, dependiendo de las condiciones hidrológicas.

Dentro de las causas de las restricciones en la zona se encuentran:

- Aumento de consumo estacional en la zona.
- Disminución de la capacidad de transmisión de la línea de 220 kV Cautín – Ciruelos debido al aumento estacional de la temperatura ambiente.
- Disminución de afluentes de centrales de pasada debido a la disminución de precipitaciones.
- Mantenimiento anual de centrales hidráulicas de pasada.
- Limitaciones y/o falla de centrales.
- Requerimientos de control de tensión en la zona de Puerto Montt.
- Generación obligada en caso de requerirse para eliminar el hielo en las líneas de transmisión 220 KV. Canutillar – Puerto Montt.

En los gráficos siguientes se muestra la operación real del Lago Chapo y la central Canutillar para los períodos oct-2019 / may-2020 y oct-2020 / may-2021 con el objetivo de observar los efectos que tiene en el sistema (al sur de la línea de 220 kV Cautín – Ciruelos), la reducción de generación de la central Canutillar debido a falta de afluentes y baja energía embalsada.

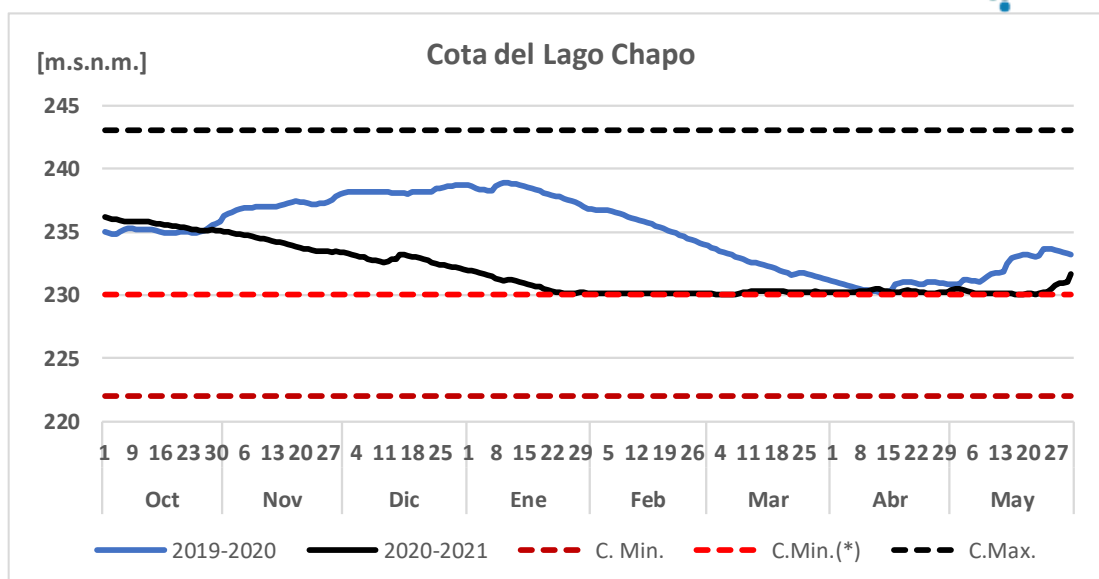


Figura 1. Operación del Lago Chapo entre octubre y mayo de los años 19-20 y 20-21

Cabe destacar que la cota mínima del Lago Chapo fue modificada desde la cota 222 m.s.n.m. a la cota 230 m.s.n.m. mediante carta del Colbún S. A. GMC N° 466/2018 del 08 de octubre de 2018, pudiendo utiliza el agua embalsada entre las costas 230 y 220 en condiciones de emergencia.

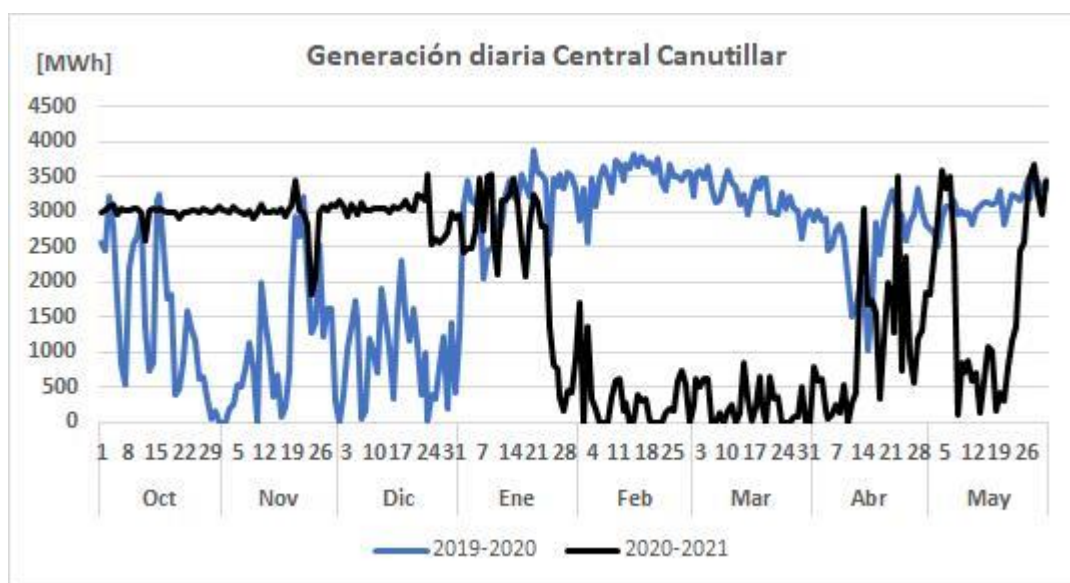


Figura 2. Operación de Canutillar entre octubre y mayo de los años 19-20 y 20-21

En la operación del período oct-2019 a may-2020 no se observaron restricciones de transmisión importantes en la zona, debido a que el Lago Chapo llegó al 1 de enero de 2020 con una cota (238.68 m.s.n.m.) que le permitió operar haciendo uso de su reserva (8.68 metros sobre la cota 230 m.s.n.m.) hasta mediados de abril de 2020. Los costos marginales de la Figura 3, muestran que solo hubo desacoples puntales en el período.

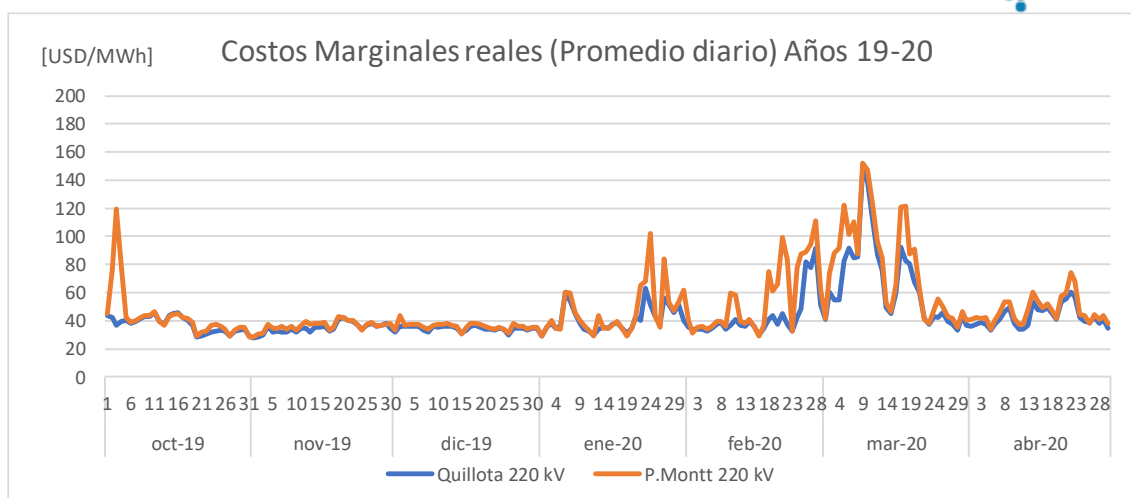


Figura 3. Costos marginales en Quillota y P. Montt, entre octubre y mayo (años 19-20)

Sin embargo, en la operación del período oct-2020 a may-2021 se observaron restricciones de transmisión importantes en la zona (Figura 4), debido a que el Lago Chapo no acumuló suficiente reserva al 1 de enero de 2021, para controlar la transferencia de la línea de 220 kV Cautín – Ciruelos, sin el apoyo de centrales térmicas que operaron fuera del orden económico. Ver Figura 1.

La diferencia en los costos marginales de las barras de Quillota 220 kV y P. Montt 220 kV. Ilustra el nivel de desacoples producidos entre enero y abril de 2021 (Figura 4).

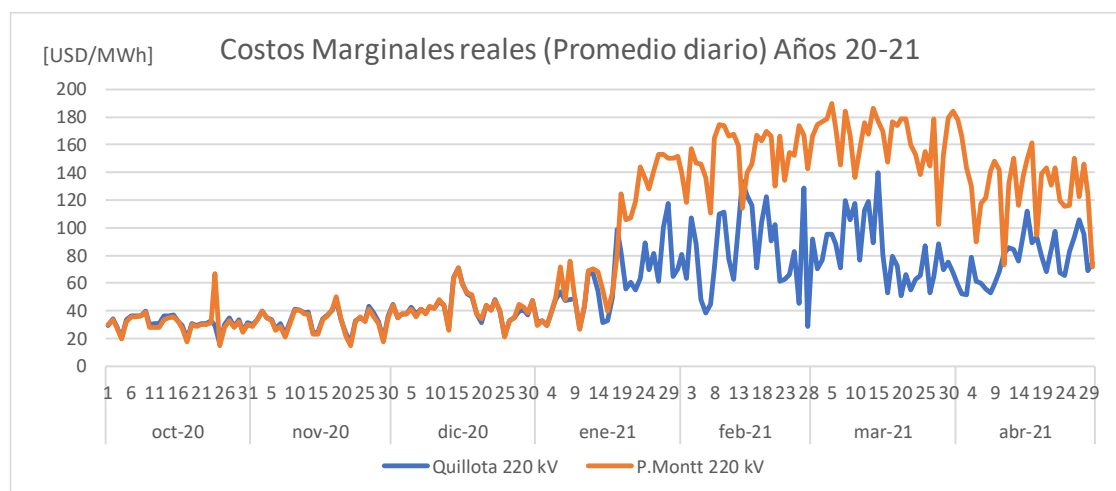


Figura 4. Costos marginales en Quillota y P. Montt, entre octubre y mayo (años 20-21)

Sin perjuicio de lo anterior, además del efecto de diferencial de costos marginales de energía que se produce por el desacople de la línea 220 kV Cautín – Ciruelos, se afecta también la seguridad de suministro en la zona. La Figura 5 muestra la generación al sur de la línea 220 kV Cautín – Ciruelos para una semana de marzo de 2021. Se observa que el abastecimiento de la zona con Canutillar agotado se sustenta principalmente por generación térmica en base a petróleo diésel. De hecho, en algunos días, se llamaron a despacho todas las centrales térmicas de la zona y el subsistema operó sin dichas reservas.

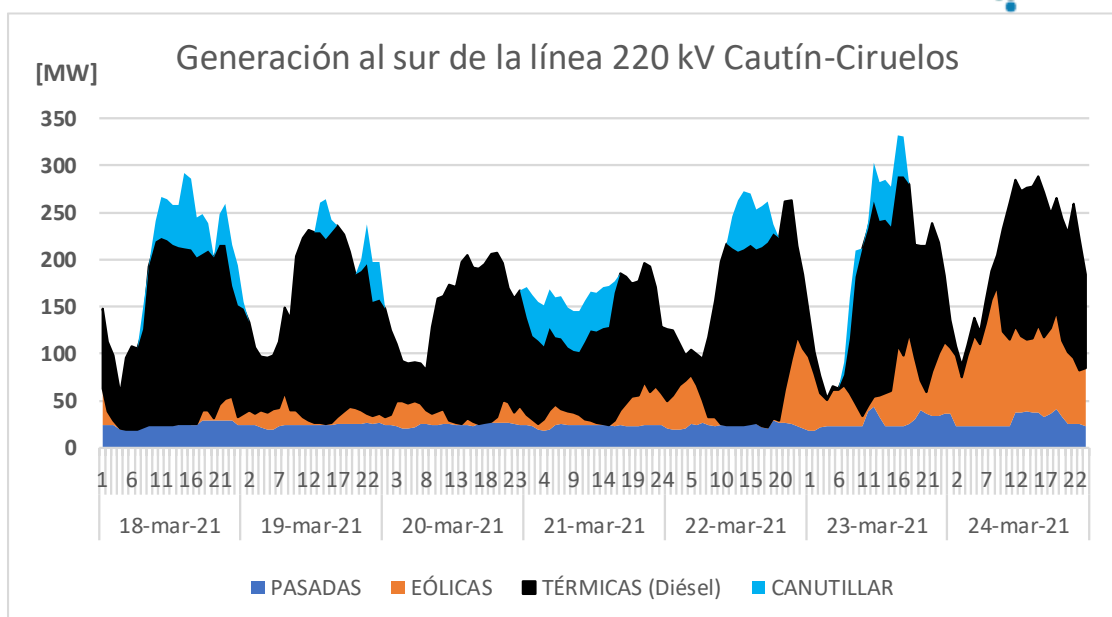


Figura 5. Generación al sur de la línea 220 kV Cautín-Ciruelos

En las condiciones de abastecimiento que se esperan a partir de enero de 2022 para todo el SEN, y dados los resultados del primer pronóstico de deshielo y las proyecciones de operación contenidas en el Informe de Seguridad de Agosto, sumado a la cota real del lago Chapo en la actualidad (Figura 6), para abastecer la zona señalada una vez que el Lago Chapo llegue a la cota mínima 230 m.s.n.m. se requeriría el despacho de todas las centrales térmicas de la zona. Para que este despacho se pueda realizar, es necesario un suministro de petróleo diésel continuo y seguro, lo cual, a la fecha, algunos generadores localizados en esa zona, no han garantizado presentando reiteradas indisponibilidades, situación que afecta la seguridad de servicio.

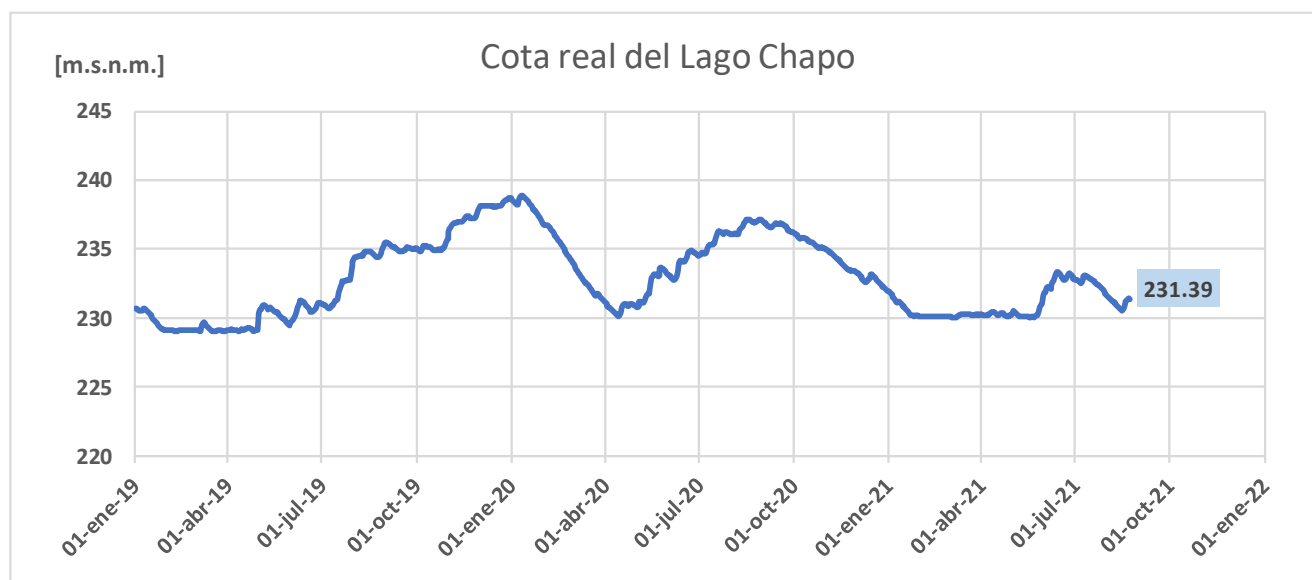


Figura 6. Cota real del Lago Chapo

Tomando en consideración las indisponibilidades que han presentado las centrales termoeléctricas que operan con petróleo diésel en todo el SEN, al menos desde julio de 2021, no es recomendable sustentar el abastecimiento de la zona ya señalada en centrales que utilizan ese combustible.

Considerando lo anterior, se plantea planificar una reserva operacional en el Lago Chapo de manera que este llegue al 1 de enero de 2022 a la cota 235.1 m.s.n.m. Con esta cota, el lago Chapo tendría a disposición una energía embalsada de 130.5 [GWh] al 1 de enero de 2022, entre las cotas 235.1 y 230,0 m.s.n.m.

Por otro lado, la probabilidad de excedencia del afluente del Lago Chapo entre abril y agosto de este año alcanzó un valor de 91.9%. Si suponemos que se mantiene esta probabilidad de excedencia para el período enero – abril del año 2022, el afluente medio de la central en el mismo período sería 39.2 [MW]. Esto equivale a una energía en el período de 112.8 [GWh]. Sumando la energía embalsada correspondiente a la cota 235.1 m.s.n.m. al 1 de enero de 2022, más la energía afluente para el período enero – abril del año 2022, la central Canutillar tendría una energía disponible para el mismo período de 243.3 [GWh], que equivale a una energía diaria de 208 [MWh] (Potencia promedio 84.5 [MW]).

Esta energía disponible reemplazaría directamente generación en base a petróleo diésel que no ha asegurado su disponibilidad en el período y mejoraría el abastecimiento de la zona.

Construcción del volumen de reserva operacional del Lago Chapo

Respecto a la forma de construir esta reserva de 130.5 [GWh], la central Canutillar (Lago Chapo) debe operar para efectos de alcanzar la cota 235.1 m.s.n.m. al 01 de enero de 2022.

Esta cota se determinó considerando una probabilidad de excedencia en los caudales afluente de 91.9 %.

De presentarse mayores afluentes a los considerados en este análisis, se puede revisar la cota propuesta para tener como objetivo una cota mayor al 31 de diciembre de 2021. Una cota más alta, podría permitir el disponer de reserva operacional de Canutillar más allá del 30 de abril de 2022.

Cabe señalar que la construcción de la reserva operacional ha considerado mantener un nivel mínimo, del orden de 40 MW promedio, de generación de la Central Canutillar para evitar una afectación a la seguridad de suministro durante el periodo de agosto a diciembre de 2021. Este nivel de generación se requiere en el sistema para controlar la transferencia en la línea de 220 kV Cautín – Ciruelos, controlar tensión en el nudo de Puerto Montt, en particular ante la ausencia del CER de Puerto Montt. Con esto, se disminuye la probabilidad de depender de centrales que operan en base a petróleo diésel, que han presentado indisponibilidades, para solucionar los problemas indicados.

4 DEFINICIÓN DE RESERVA OPERACIONAL EN EL EMBALSE RALCO Y RAPEL

Para la zona del SEN, delimitada por la línea de 500 kV Polpaico – Lo Aguirre se plantea crear reserva operacional en los embalses Rapel y Ralco, con el objetivo de disminuir el riesgo de afectar la seguridad de servicio, entre otros, por los siguientes factores:

- a) Condiciones hidrológicas del sistema, que a nivel agregado llega a 96.8 % de probabilidad de excedencia.
- b) Fallas prolongadas de centrales térmicas en base a carbón y gas natural, de gran tamaño como Nueva Renca, Bocamina 2 y Santa María. En particular las dos últimas, han tenido eventos de rotura de tubos de caldera, los que podrían repetirse y mantenerlas fuera de servicio hasta una semana.

- c) Indisponibilidad de centrales térmicas que operan con petróleo diésel. La Figura 7 muestra el consumo de petróleo diésel a partir del 1 de julio de 2021. Estas centrales generadoras han presentado altas indisponibilidad al ser requerida su operación, al menos desde el mes de julio del presente año. Por tanto, se podría repetir el incumplimiento normativo de este tipo de centrales generadoras.

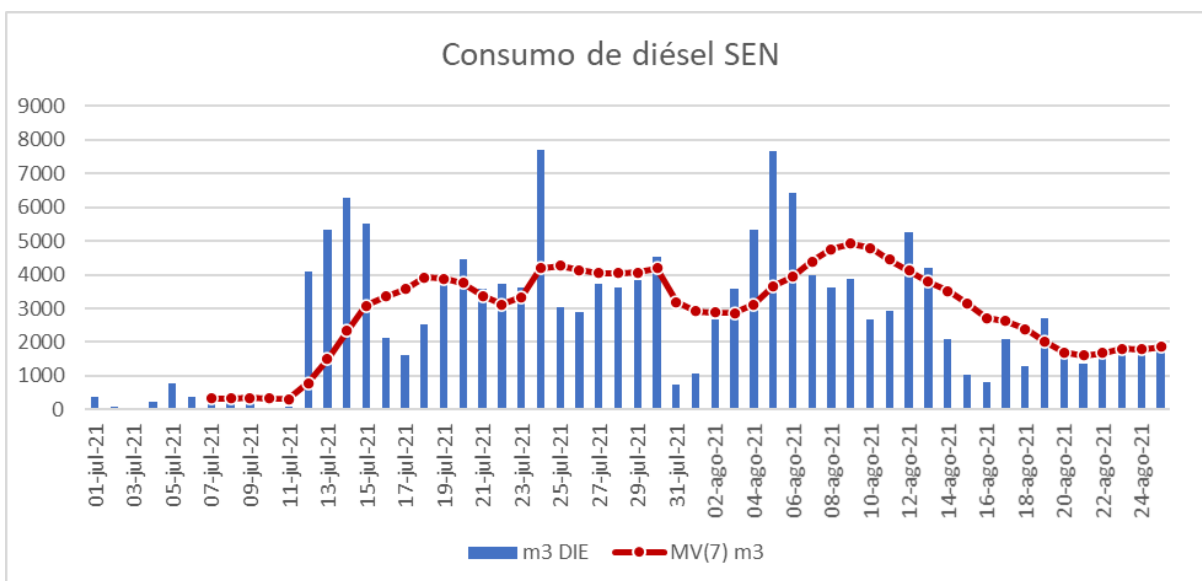


Figura 7. Consumo de petróleo diésel en el SEN.

Junto con lo anterior, la operación de la central Pangué se ve deteriorada si no dispone del caudal necesario para operar a mínimo técnico, esto es 80 MW para cada unidad, para lo cual se requiere una cota en Ralco de al menos 715 m.s.n.m. La operación de Pangué bajo su mínimo técnico puede producir fallas (cavitación) que afecten su disponibilidad.

En la figura se presenta la evolución proyectada de la cota de Ralco para distintos escenarios de caudales afluentes para el periodo agosto 2021 a abril 2022:

- Caudales esperados Pronóstico de Deshielo (CONIC): Corresponden a los caudales esperados proyectados por el servicio de pronóstico de deshielo elaborado por Conic para el período octubre 2021 – marzo 2022, complementados para septiembre 2021 y abril 2022 con los caudales pronosticados por el sistema SPC elaborados el 26 de agosto de 2021. Con estos caudales, la cota 715 m.s.n.m. en Ralco asegura la operación de Pangué a mínimo técnico hasta el 30 de abril de 2022.
- Caudales proyectados por el sistema SPC: Corresponden sólo a los caudales mínimos proyectados por el sistema SPC elaborados el 26 de agosto de 2021 para el período septiembre 2021 – abril 2022. Con estos caudales, la cota 715 m.s.n.m. en Ralco aseguraría la operación de Pangué a mínimo técnico hasta el 30 de abril de 2022.
- Caudales mínimos P. Deshielo (CONIC): Corresponden a los caudales mínimos proyectados por el servicio de pronóstico de deshielo elaborado por Conic para el período octubre 2021 – marzo 2022, complementados para septiembre 2021 y abril 2022 con los caudales pronosticados por el sistema SPC elaborados el 26 de agosto de 2021. Con estos caudales, se requiere una cota superior a la 721

m.s.n.m. en Ralco el 31 de diciembre de 2021 para asegurar la operación de Pangue a mínimo técnico hasta el 30 de abril de 2022. Cabe señalar que para lograr la cota 721 m.s.n.m. al 31 de diciembre se requiere una cota superior a 724 m.s.n.m. en noviembre de 2021, y con esta cota existe un riesgo de vertimiento considerando eventuales precipitaciones estacionales, así como indisponibilidades de las unidades de generación.

- Caudales mínimos P. Deshielo (CONIC) (equivalentes a 50 MWh/h en Pangue para el período Mar-Abr): Considerando lo indicado en el punto anterior, reduciendo el mínimo técnico de Pangue a una operación eventual de 50 MW, que debería ser ratificada por el propietario de la central, se logra mantener a la central Pangue operando hasta el 30 de abril de 2021, partiendo de la cota 715 m.s.n.m. en Ralco el 31 de diciembre de 2021.

El análisis anterior respalda la formación de reserva operacional en Canutillar para que esta sea utilizada hasta el 30 de abril de 2022. Para que la reserva operacional llegue al 31 de mayo de 2022 se requeriría tener al 31 de diciembre de 2021 cotas superiores a la cota 720 m.s.n.m. si se respeta el mínimo técnico de Pangue. Con esto, la operación de Ralco no es factible en los meses anteriores a diciembre debido a que el embalse llega a cota máxima. Por otro lado, se requeriría, que se viole la restricción de disminución máxima de cota del embalse, que corresponde a 25 cm diarios para cotas bajo la 710 m.s.n.m., esto implica que no se podría proporcionar el caudal suficiente a Pangue para mantener su operación a mínimo técnico.

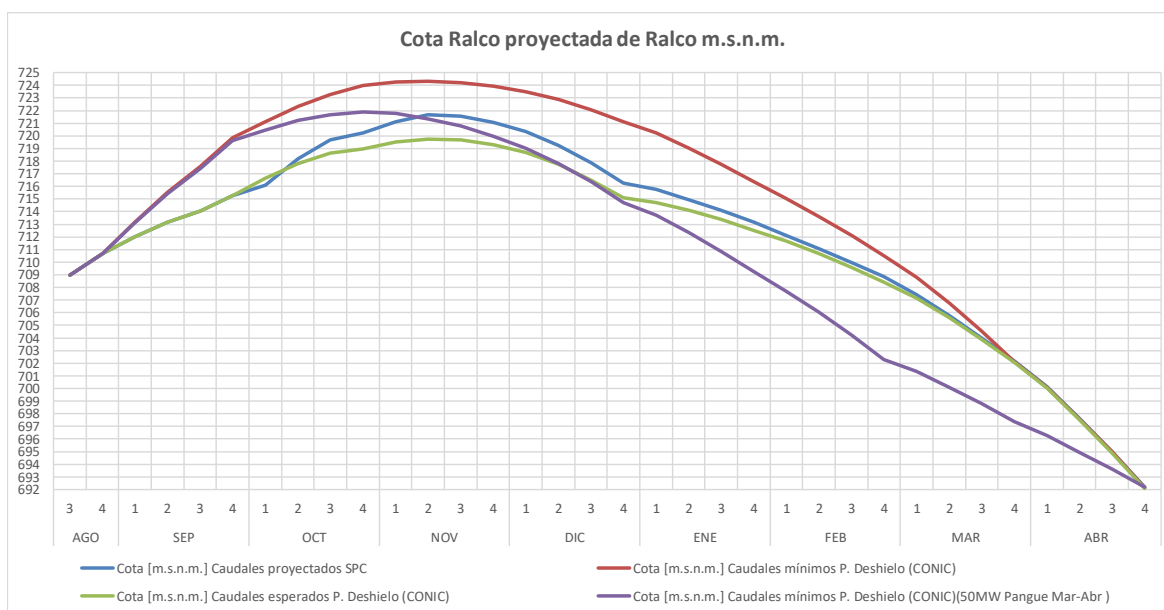


Figura 8. Cota proyectada del embalse Ralco.

Conforme a lo anterior, considerando la información del primer pronóstico de deshielo, y los caudales proyectados por el SPC hasta abril de 2022, se determinó que la cota factible del embalse Ralco al 31 de diciembre de 2021, que permite mantener operando a la central Pangue al menos al mínimo técnico corresponde a la cota 715 m.s.n.m., lo que equivale a una energía embalsada de 378.3 GWh (incluye la serie Ralco, Pangue y Angostura). Cabe señalar que la cota antes indicada, permite controlar las limitaciones de transferencia de la línea de 500 KV Polpaico – Lo Aguirre, las cuales aumentan por eventuales restricciones por indisponibilidad de las centrales que

operan con petróleo diésel en la zona centro sur. En caso de evidenciarse una mejora en la cantidad de los caudales afluentes al embalse Ralco se evaluará reducir la cota para manejar los caudales afluentes y disminuir riesgo de vertimiento en un periodo anterior al 31 de diciembre de 2021.

Para el embalse Rapel, considerando que a la fecha de emisión de la presente minuta la cota del embalse es 104.22 m.s.n.m., la cual permite cumplir con la cota estacional (periodo 22 de octubre y 28 de febrero) de 104 m.s.n.m., según lo informado por Enel Generación (carta GC N° 506 del 13 de agosto de 2020), se plantea mantener la cota mínima 104 m.s.n.m. hasta mayo de 2022 para evitar el riesgo de no cumplir con la restricción de cota estival ante escenarios de caudales-afluentes reducidos, y para contar con reserva operacional que contribuya a la operación segura y a mínimo costo del SEN. La energía embalsada corresponde a 37.46 GWh y en caso de evidenciarse una mejora en la cantidad de los caudales afluentes al embalse Rapel se evaluará reducir la cota para manejar los caudales afluentes y disminuir riesgo de vertimiento en un periodo anterior a mayo de 2022, según se observa en la figura siguiente, en el verano 2020-2021 Rapel operaba con una cota mínima de 104 m.s.n.m., en estas condiciones, a fines de enero de 2021 se produjo un evento de precipitaciones y el margen de 1 m por debajo de la cota máxima de 105 m.s.n.m. permitió manejar la crecida disminuyendo el riesgo de vertimiento.

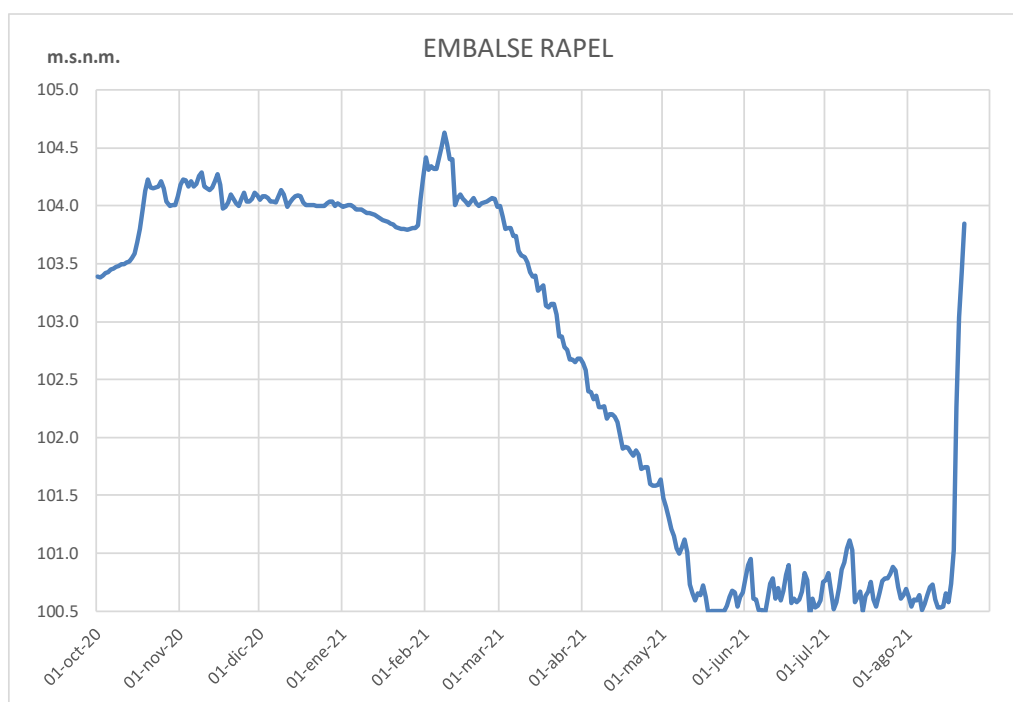


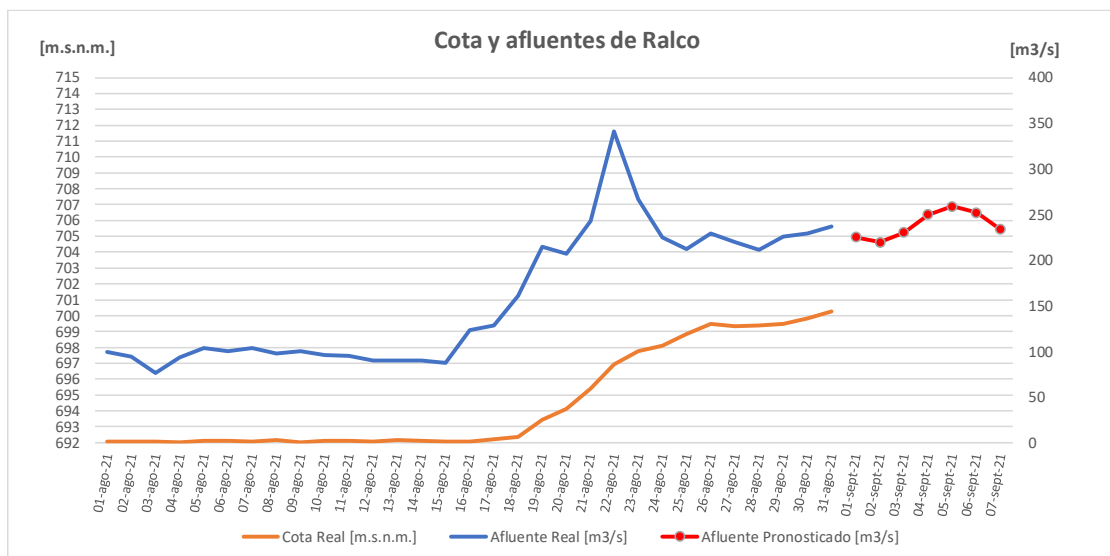
Figura 9. Operación real del Embalse Rapel

5 ACTUALIZACIÓN DE LA RESERVA OPERACIONAL DE RALCO

De acuerdo con lo establecido en la sección 6 de este informe, la reserva operacional de los embalses (cotas y fechas de aplicación) será actualizada en base a la operación del SEN y evolución de las condiciones hidrológicas. De esta manera, dados los afluentes observados en el sistema y los resultados del proceso de programación, con el objetivo de asegurar el cumplimiento de la cota mínima necesaria para el embalse Ralco al 31 de diciembre de

2021 (cota 715 m.s.n.m.), se ha modificado la cota mínima operacional del embalse al valor 699.0 m.s.n.m. a partir del día 01 de septiembre de 2021.

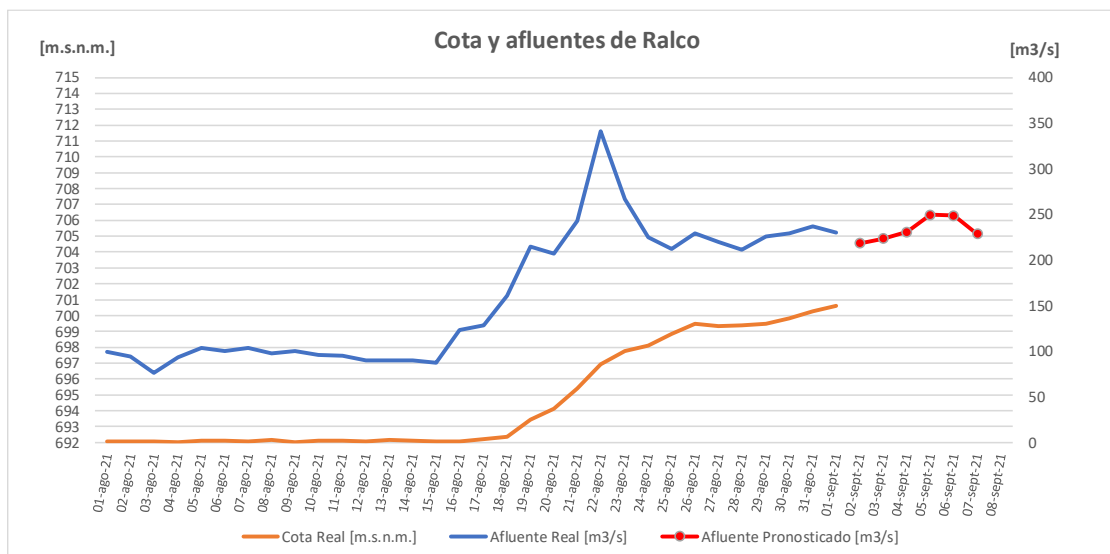
En la figura se observan la cota real, afluentes reales y proyectados para Ralco al 30 de agosto de 2021.



Considerando que la cota mínima de Ralco al 30 de agosto es la cota 696.82 m.s.n.m., y que la cota real al mismo día es 699.81 m.s.n.m., con el objetivo de no comprometer el cumplimiento de la cota mínima objetivo de 715 m.s.n.m. al 31 de diciembre de 2021 se modifica la cota mínima de Ralco a partir del 31 de agosto al valor 699.0 m.s.n.m.

Este nuevo valor de cota mínima permitiría modificar al alza la cota mínima objetivo del embalse Ralco al 31 de diciembre de 2021 en los procesos de programación siguientes, para extender la operación de la serie Ralco-Pangue-Angostura, más allá del mes de abril de 2022.

Al 31 de agosto de 2021 la operación real de Ralco es la que se muestra en la figura.



La proyección de afluentes al embalse en el corto plazo se ha mantenido, sin embargo, la segunda ruta de nieve indica que las proyecciones para el período de deshielo continúan siendo secas.

Punto	EQUIVALENTE EN AGUA (mm)		P.Exc. %	
	jul-20	ago-20	jul-20	ago-20
RUTA DE NIEVE MESETA ALTO LOS MALLINES	82	358	> 98%	87%
RUTA DE NIEVE MESETA EL TORO	95	283	97%	83%

En estas condiciones, se recomienda subir nuevamente la cota mínima del embalse Ralco al valor 700.3 m.s.n.m. para el 02 de setiembre de 2021. La nueva cota mínima evitara que se utilice en la operación la energía embalsada a la fecha de manera de asegurar el cumplimiento de la cota mínima de 715 m.s.n.m. al 31 de diciembre de 2021.

6 PERIODO DE VIGENCIA DE LAS RESERVAS OPERACIONALES

Las cotas mínimas para mantener reserva operacional y fecha de vigencia utilizadas al 27 de agosto de 2021 en la programación y operación del SEN son las siguientes:

Embalse	Cota mínima desde las 00:00hrs del 19 de agosto ¹ [m.s.n.m.]	Cota mínima desde las 00:00hrs del 24 de agosto de 2021 [m.s.n.m.]	Cota mínima desde las 00:00hrs del 01 de septiembre de 2021 [m.s.n.m.]	Cota mínima desde las 00:00hrs del 02 de septiembre de 2021 [m.s.n.m.]
Rapel	100.53	103.84	103.84	103.84
Chapo	230.71	231.39	231.39	231.39
Ralco	692.18	696.82	699.00	700.30

A partir de la operación del 01 de septiembre de 2021, además de la aplicación de las cotas mínimas descritas en la sección 3 y 4 de la presente minuta, se incorporará una cota mínima operacional para el embalse Ralco de 699.0 m.s.n.m.

Así mismo, a partir de la operación del 02 de septiembre de 2021 se incorporará una cota mínima operacional para el embalse Ralco de 700.3 m.s.n.m.

Cabe señalar que, en base a la operación del SEN y evolución de las condiciones hidrológicas, las cotas y fechas de vigencia definidas en la presente minuta serán actualizadas e informadas oportunamente.

¹ Corresponde a la cota de las 23:59hrs del 13 de agosto de 2021, según lo indicado en el DS 51 publicado el 18 de agosto de 2021 en el Diario Oficial.