



Adenda N° 2

INFORME TÉCNICO

Artículo 163°, Ley General de Servicios Eléctricos

Sistema Eléctrico Nacional

Marzo de 2022



ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	3
2	ANTECEDENTES	4
2.1	CARTA DE 00978-22 DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL – PROPUESTA DE FORMACIÓN DE RESERVA HÍDRICA PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.	4
2.2	MINUTA RESERVA OPERACIONAL DEL COORDINADOR.....	4
3	ANÁLISIS	9
3.1	ANÁLISIS CNE.....	9
4	RECOMENDACIONES DE MODIFICACIONES A DECRETO PREVENTIVO DE RACIONAMIENTO	13
4.1	RESERVA HÍDRICA.....	13
4.2	IMPLEMENTACIÓN RESERVA HÍDRICA.....	13
4.3	MECANISMO DEL DIÉSEL DE SEGURIDAD	13

1 INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el artículo 163° del D.F.L N° 4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en adelante e indistintamente, “Ley” o “LGSE”, a lo establecido en el Decreto Supremo N° 327 de 1997, en adelante el “Reglamento”, a lo establecido en el Decreto Supremo N° 125 de 2017, en adelante “Reglamento de Coordinación de la Operación”, y a lo establecido D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, “Comisión” o “CNE”, en caso de producirse o proyectarse fundadamente un déficit de generación en un sistema eléctrico, a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o situaciones de sequía, el Ministerio de Energía, en adelante el “Ministerio”, está facultado para dictar un decreto de acuerdo al artículo 163° de la Ley, previo informe de la Comisión.

En virtud de lo anterior, con fecha 13 de agosto de 2021 esta Comisión emitió el Informe Técnico que tuvo por objeto fundamentar las razones que recomendaban la dictación de un decreto de acuerdo con el artículo 163° de la LGSE en el Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “Informe Técnico”.

Luego, con fecha 16 de agosto de 2021 el Ministerio de Energía procedió a dictar el Decreto Supremo N° 51 que Decreta medidas preventivas que indica de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 163° de la Ley General de Servicios Eléctricos, el cual fue publicado en el Diario Oficial con fecha 18 de agosto, en adelante “Decreto Preventivo de Racionamiento”.

Con posterioridad, con fecha 11 de enero de 2022 esta Comisión emitió la Adenda al Informe Técnico, mediante la cual se recomienda que el Ministerio proceda a dictar las nuevas medidas y modificaciones al Decreto Preventivo de Racionamiento para reducir los eventuales riesgos de racionamiento eléctrico, en adelante “Adenda N° 1 Informe Técnico”.

Por último, con fecha 12 de enero de 2022 el Ministerio de Energía procedió a dictar el Decreto Supremo N° 01 que “Modifica Decreto Supremo N° 51, de 2021, del Ministerio de Energía, que Decreta Medidas Preventivas que indica de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 163° de la Ley General de Servicios Eléctricos y prorroga su vigencia”, en adelante “Decreto Supremo N° 1 de 2022”.

2 ANTECEDENTES

En este capítulo se presentan los antecedentes que se tienen a la vista para la confección de la adenda.

2.1 Carta DE 00978-22 del Coordinador Eléctrico Nacional – Propuesta de formación de reserva hídrica para el Sistema Eléctrico Nacional.

Con fecha 01 de marzo, esta Comisión recibió por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante el “Coordinador”, la carta DE 00978-22 de fecha 01 de marzo de 2022, mediante la cual y de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Preventivo de Racionamiento, viene en proponer un monto de reserva hídrica que se suma a la reserva operacional, en adelante “Carta Coordinador DE 00978-22”.

Señala el Coordinador mediante la carta DE 00978-22 que el Ministerio de Energía ha propuesto una modificación al Decreto Preventivo de Racionamiento, con una extensión hasta septiembre de 2022 y que, adicionalmente, el Estudio de Seguridad de febrero de 2022, elaborado por este Coordinador, presenta un déficit de suministro sistémico dentro del nuevo período extendido por el Decreto Supremo N° 1 de 2022 para casos críticos de abastecimiento, con menor disponibilidad de combustible diésel e indisponibilidad de otras tecnologías.

En virtud de lo señalado en el párrafo precedente, el Coordinador ha remitido a esta Comisión un documento denominado “Minuta Reserva Operacional e Hídrica” que propone un monto de reserva hídrica a conformar en el Sistema Eléctrico Nacional de 560 GWh, para enfrentar eventuales déficit de abastecimiento hasta el mes de septiembre de 2022, en adelante “Minuta CEN”.

Señala la Minuta CEN que, según el artículo segundo, numeral 3, literal a) del Decreto Preventivo de Racionamiento, el Coordinador debe determinar un monto de reserva hídrica en caso de que prevea un déficit de abastecimiento. En tal caso, el Coordinador deberá proponer un monto de reserva hídrica que se suma a la reserva operacional.

2.2 Minuta Reserva Operacional del Coordinador.

De acuerdo a lo señalado en el numeral 2.1. anterior mediante la Carta Coordinador DE 00978-22 el Coordinador ha remitido a esta Comisión la Minuta Reserva Operacional e Hídrica, mediante la cual se ha propuesto un monto de reserva hídrica a conformar en el Sistema Eléctrico Nacional de 560 GWh.

Asimismo, agrega el Coordinador que, respecto de la reserva operacional, el Decreto Preventivo de Racionamiento establece que de acuerdo con lo señalado en el artículo 36 del DS N°125, el Coordinador, en la programación de la operación, deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones en un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.

Así, mensualmente, a partir del Estudio de Seguridad de Abastecimiento, el Coordinador verifica si se prevé un déficit de energía, con el objetivo de proponer un monto de reserva hídrica necesaria para cubrir o manejar ese déficit.

Por lo anterior, y habida consideración que el Ministerio de Energía ha propuesto una modificación al Decreto Preventivo de Racionamiento, con una extensión hasta septiembre de 2022 y que, adicionalmente, el Estudio de Seguridad de febrero presenta un déficit de suministro ante situaciones de menor disponibilidad de combustible diésel e indisponibilidad de otras tecnologías, el Coordinador presenta una recomendación de reserva hídrica en los términos antes indicados junto con una propuesta para mantener la reserva operacional ya alcanzada en algunos embalses.

Por último, señala el Coordinador que, dada la extensión del decreto y las características hidrológicas del periodo que abarca, es decir, inicio del año hidrológico 22-23 y periodo de incertidumbre; se requerirá de una importante flexibilidad respecto de los montos de reserva involucrados y su locación en los distintos embalses del sistema, de modo de optimizar su costo eficiente y minimizar los riesgos de vertimientos ante cambios puntuales de las condiciones hidrológicas por cuencas. Cabe mencionar que los eventos de precipitaciones de los últimos años han sido de corta duración, pero de magnitud importante.

A continuación, sintetizaremos los principales análisis efectuados por el Coordinador y que constan en la Minuta CEN.

(i) Estudio de Seguridad.

De acuerdo con el Estudio de Seguridad correspondiente al mes de febrero de 2022, el máximo déficit del sistema en el período marzo a septiembre de 2022 se produce para Caso 6 en la hidrología 68-69, con una disponibilidad de diésel de 3 horas aproximadamente, correspondiente a 756 GWh.

El Caso 6 del Estudio de Seguridad simula la indisponibilidad de centrales térmicas eficientes, considerando una central ubicada en el centro de carga del sistema con el objeto de exigir la capacidad de transporte entre las zona norte - centro y zona centro - sur, incluyendo adicionalmente restricciones de combustible diésel durante 12 meses a partir del 1 de febrero de 2022. En particular, se consideran las centrales Santa María y San Isidro 1 indisponibles entre el 1° de marzo y el 31 de agosto de 2022.

Según lo establecido en el Estudio de Seguridad, en caso de observar riesgo de déficit de suministro en la zona al sur de Puerto Montt, se instruiría la suspensión de los trabajos asociados a los proyectos:

- “MR Aumento Capacidad LT 2x220 kV Nueva P. Montt - P. Montt y Ampliación S/E Nueva P. Montt - Etapa 2”;
- “Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín”.

Por lo tanto, a efectos de determinar el déficit del sistema que puede ser gestionado con reserva hídrica, se descuentan los casos de la zona al sur de Puerto Montt que pueden ser controlados.

El déficit de energía resultante estimado para el sistema para el período marzo a septiembre corresponde a 560 GWh (756 – 196 GWh). Esta energía debería ser cubierta utilizando reserva hídrica acumulada en embalses de la zona centro sur, sin considerar al Lago Chapo que mantiene reserva operacional para asegurar el abastecimiento de la zona y facilitar la ejecución de los trabajos de cambio de conductor de la línea de 220 kV Cautín – Ciruelos.

(ii) Reserva Operacional e Hídrica.

- **Reserva operacional por embalse.**

La condición actual de reserva operacional de los embalses del SEN es la siguiente:

Embalse (Central)	Capacidad MW	Cota Max. m.s.n.m.	Cota Min. m.s.n.m.	Cota 28/feb/22 08:00 m.s.n.m.	Ene. Acum. Total GWh
Lago Chapo (Canutillar)	170,2	243,0	230,0	234,63	118,4
Embalse Rapel (Rapel) (1)	375,0	105,0	100,5	103,58	55,1
Embalse Ralco (Ralco)	690,0	725,0	692,0	716,67	415,4
Total					588,9

En primera instancia, la reserva operacional en el Lago Chapo debe mantenerse, con el objetivo de preservar las condiciones de seguridad en la zona de Puerto Montt, considerando la reanudación de los trabajos de cambio de conductor entre las SS/EE Frutillar Norte – P. Montt, los próximos trabajos entre las SS/EE Río Toltén – Ciruelos, y la actual incertidumbre en la disponibilidad de petróleo diésel para abastecer a los generadores de la zona.

Además, la reserva operacional acumulada en la central Rapel se debe mantener, considerando: (i) la falla de la central Nueva Renca (con fecha estimada de retorno el 18 mayo de 2022), (ii) que la central Nehuenco 2 requiere mantenimiento correctivo con el objeto de reemplazar el rotor de la turbina (con fecha estimada de trabajos entre el 11 de junio y 15 de julio de 2022), y (iii) la reciente falla de la central Nehuenco 3 (con fecha estimada de retorno 16 de abril de 2022). La reserva operacional acumulada en la central Rapel es útil para controlar restricciones de transmisión y recuperar el servicio ante eventuales contingencias en la zona central. De acuerdo con lo anterior, la reserva operacional se gestionará alcanzando la cota 102,6 msnm, la que se mantendrá mientras se prevean condiciones de suministro con riesgo de déficit o no mejore la disponibilidad de centrales en la zona centro.

A su turno, respecto del embalse Ralco, las entregas de riego ya están aseguradas en la cuenca del Bio bío. Esto se debe a que la cota del embalse está en 716,67 m.s.n.m. a las 8:00 horas del 28 de febrero de 2022, por sobre la cota mínima de restricción informada por Enel

(709.5 m.s.n.m. al 28 de febrero de 2022). En estas condiciones, se asegura la operación de la central Pangue durante el período de riego (hasta abril de 2022). Por lo tanto, se puede comenzar a conformar una reserva hídrica en este embalse para evitar posibles déficits en el sistema, considerando sus características técnicas y operacionales.

La energía embalsada al 28 de febrero en todos los embalses del sistema es:

Embalse (Central)	Capacidad MW	Cota Max. m.s.n.m.	Cota Min. m.s.n.m.	Cota 28/feb/22 08:00 m.s.n.m.	Ene. Acum. Utilizable Serie GWh
Lago Chapo (Canutillar)	170,2	243	230	234,63	118,4
Embalse Rapel (Rapel)	375	105	100,5	103,58	55,1
Laguna La Invernada (Cipreses)	105	1318	1282,8	1286,95	12,4
Embalse Melado (Pehuenche)	550	648	641	643,51	4,5
Embalse Colbún (Colbún) (1)	474	437	397	424,51	353,3
Laguna Laja (El Toro) (2)	450	1368	1300	1314,02	494,2
El Maule	-	2182	2152	2159,29	263
Embalse Ralco (Ralco)	690	725	692	716,67	415,4
Embalse Pangue (Pangue)	450	510	503	508,61	6,1
Total					1.722,4

- **Reserva hídrica por embalse.**

Señala el Coordinador que una vez que esté definido el monto de reserva hídrica a través del Decreto correspondiente, se realizará su conformación considerando las características técnicas de cada embalse, tales como filtraciones u otras restricciones de operación como caudales ecológicos, procurando que la acumulación de reservas minimice la probabilidad de vertimientos futuros en embalses estacionales.

La factibilidad de formar reserva hídrica en embalses se detalla a continuación:

- Canutillar (Lago Chapo): De acuerdo con lo indicado anteriormente, este embalse se ha destinado a reserva operacional.
- Rapel: Se mantendrá en reserva operacional en este caso.
- Cipreses (Laguna Invernada): No es recomendable crear reserva hídrica durante el periodo de riego debido a que su generación está condicionada por el convenio asociado y, adicionalmente, el embalse presenta filtraciones importantes en cotas altas, del orden de 20 m³/s. En el período de invierno no es eficiente formar reserva hídrica debido a los bajos afluentes y a la presencia de filtraciones.
- Melado: No es recomendable crear reserva hídrica para evitar riesgo de vertimiento debido al tamaño del embalse.
- Colbún: Se puede crear reserva hídrica una vez terminado el período de riego. El 1 de abril de 2022 se libera la cota de riego (425 m.s.n.m.) y se podría conformar una reserva potencial de 353 GWh considerando a Machicura y San Ignacio, entre las cotas 397 y 425 m.s.n.m. No es recomendable llegar a cotas superiores ya que generan grandes riesgos de vertimiento para el período otoño-invierno.

-
- f) El Toro (Lago Laja): No se puede extraer toda la energía embalsada debido a los convenios vigentes. A partir de abril de 2022 y dependiendo del término de la temporada de riego, se puede acumular una reserva hídrica de 133,2 GWh considerando centrales en serie, gracias a los derechos de generación estimados. Este monto puede utilizarse hasta el 30 de noviembre de 2022, luego se pierde (no se pueden generar economías).
 - g) Ralco: Desde el 1 de abril de 2022 y hasta el 31 de agosto de 2022, entre las cotas 692 y 715 m.s.n.m. se puede conformar una reserva de 378,3 GWh con Pangué y Angostura. Cotas superiores aumentan el riesgo de vertimiento durante el período de invierno.
 - h) Laguna del Maule: A partir de abril de 2022 y dependiendo del término de la temporada de riego, se puede conformar una reserva hídrica de 107 GWh gracias a los derechos de generación estimados, considerando centrales en serie. Este monto puede utilizarse hasta el inicio de la próxima temporada de riego en la cuenca del río Maule.
 - i) Pangué: No es recomendable crear reserva hídrica para evitar riesgo de vertimiento debido al tamaño del embalse.

Considerando lo señalado, es posible formar reserva hídrica de hasta 971,5 GWh en los embalses Colbún, Lago Laja, Laguna del Maule y Ralco, con el objeto de cubrir los 560 GWh de eventual déficit.

Si bien, para que se pueda dar inicio a la formación de reserva hídrica es necesario que esté vigente un decreto de racionamiento que estipule el monto de ella, existen restricciones particulares que se deben considerar para cada uno de los embalses. Para la Laguna del Maule y Embalse Ralco podría iniciarse la formación de reserva hídrica a partir de marzo, dado que no existen restricciones técnicas que lo impidan. La formación de reserva en el embalse Colbún puede iniciarse a partir del 1° de abril de 2022, luego de que se libere la restricción de cota mínima para abastecer riego (425 m.s.n.m.). En el caso del Lago Laja, la formación de reserva podría iniciarse una vez que termine la temporada de riego, lo que podría ocurrir a fines del mes de abril o comienzos del mes de mayo de 2022.

Agrega el Coordinador que cabe destacar que es necesario monitorear el pronóstico de caudales de cada uno de los embalses, para evitar riesgos de vertimiento en caso precipitaciones. De preverse precipitaciones importantes, se recomienda utilizar la reserva hídrica para llevar al embalse a una cota segura de manera de evitarlos.

Los montos de Reserva Hídrica se conformarán desplazando la generación hidráulica de las centrales correspondientes, con generación térmica fuera de orden económico.

- **Reserva hídrica propuesta.**

En conclusión, el Coordinador recomienda a la Comisión la conformación de una reserva hídrica igual 560 GWh, considerando las restricciones técnicas y operacionales de cada embalse y procurando que la acumulación de reservas minimice la probabilidad de vertimientos futuros en embalses estacionales.

3 ANÁLISIS

3.1 Análisis CNE.

Introducción

En la presente sección se detalla el análisis realizado por la Comisión para efectos de realizar una proyección del eventual déficit de suministro durante el año 2022.

Aspectos metodológicos


En la presente sección esta Comisión realiza un análisis respecto de la capacidad de abastecimiento seguro del sistema. Para estos efectos, con el objetivo de cuantificar la probable energía no suministrada en el horizonte de evaluación, o superar las eventuales restricciones de capacidad de logística de abastecimiento de combustible diésel indicadas por el Coordinador en su Informe de Seguridad de Abastecimiento de febrero 2022, se realizaron simulaciones de la operación económica del sistema. A partir de dichas simulaciones se obtiene el despacho de las centrales, en particular de las centrales térmicas que operan con diésel, y luego utilizando sus rendimientos y la densidad de dicho combustible, se determina el requerimiento mensual de combustible en m³/día. A su vez, pese a la existencia del mecanismo de diésel de seguridad establecido en el Decreto Supremo N° 1 del Ministerio de Energía, debido a que los volúmenes resultantes de su implementación son altamente inciertos, pues corresponde a un mecanismo nuevo y no se conocen a la fecha los resultados del proceso de asignación consignado en dicho decreto, se considera que esos volúmenes adicionales no se encuentran disponibles para este análisis.

Considerando lo anterior, y el criterio conservador que se utiliza para la determinación de los parámetros de las medidas de racionamiento, en caso de que el requerimiento supere los 3.500 m³/día¹, dicho exceso, utilizando un procedimiento similar al indicado en el párrafo anterior, pero esta vez para determinar energía en GWh, se cuantifica como energía no suministrada. Es importante relevar que, para efectos de cuantificar el requerimiento mensual de combustible, no se consideran aquellas centrales conectadas al sur de S/E Cautín, en atención a que, de acuerdo con lo indicado por el Coordinador, aquello puede ser subsanado considerando reservas operacionales asociadas a la central Canutillar (Lago Chapo).

El listado de casos analizados se indica a continuación:

- Caso Base: se utiliza como antecedente el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo correspondiente al primer semestre del año 2022. A partir de dichos antecedentes se realizaron los siguientes ajustes:

¹ Se considera aquel límite en atención a lo indicado por el Coordinador en el informe de seguridad de enero 2022.

- 
- I. Menor disponibilidad de perfiles de generación de centrales eólicas y de concentración solar de potencia, considerando un perfil único para todas las hidrologías.
 - II. Calendario de trabajos de transmisión en la zona de S/E Cautín hacia el sur.
 - III. Como consecuencia del numeral anterior, se consideró una menor disponibilidad de despacho eólico en las centrales Aurora, San Pedro I y San Pedro II.
 - IV. Limitaciones de centrales consideradas en el Caso Base del Estudio de Seguridad de Abastecimiento de enero 2022 realizado por el Coordinador. Disponibilidad de gas natural informada en el programa de operación publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional correspondiente al 1 de febrero de 2022.
- Caso 1: contiene los supuestos del Caso Base y un atraso en el ingreso de las centrales, considerando los antecedentes del Estudio de Seguridad de Abastecimiento de enero 2022 realizado por el Coordinador.
 - Caso 2: contiene los supuestos del Caso 1 sensibilizando una variación en la demanda eléctrica del sistema para el año 2022. En particular, se consideraron las ventas mensuales correspondientes al año 2021, y la tasa de crecimiento de demanda contenida en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2021-2041 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos, de enero de 2022 realizado por la Comisión. Lo anterior implica una demanda para el año 2022 igual a 77,723 TWh.
 - Caso 3: contiene los supuestos del Caso 2, y además considera indisponibilidad de combustible a propósito de las marejadas ocurridas durante el año 2021, para centrales que utilizan GNL y carbón para la primera semana de abril, mayo, junio, y para la última de agosto y septiembre. En particular, a las centrales que operan con GNL no se les considera disponibilidad de combustible para el periodo indicado anteriormente, mientras que las centrales que operan con carbón presentan una disponibilidad, para dicho periodo, tal que les permite operar a mínimo técnico, en caso de ser requeridas. Las centrales a las que se les considera una menor disponibilidad son las que se indican a continuación: San Isidro, Quintero, Nehuenco, Candelaria, Nueva Renca, Ventanas 2, Campiche y Nueva Ventanas.
 - Caso 4: contiene los supuestos del Caso 2, y en el contexto del mercado mundial de combustibles, considera una menor disponibilidad de gas, respecto del Caso Base, para los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre. En términos generales la disponibilidad de abril es aproximadamente de un 75% respecto del Caso Base, y en los meses siguientes aumenta a una tasa aproximada del 2,5% por mes, hasta que desde enero del 2023 se considera la misma disponibilidad del Caso Base.

- Caso 5: contiene los supuestos del Caso 2, y además considera la indisponibilidad de la central Santa María para el periodo comprendido entre el 1 de marzo del 2022 y el 31 de agosto del 2022.
- Caso 6: contiene los supuestos del Caso 4, y además considera la indisponibilidad de la central Santa María para el periodo comprendido entre el 1 de marzo del 2022 y el 31 de agosto del 2022.

Todos los análisis se realizan para la condición hidrológica más adversa del sistema². Asimismo, si bien la simulación presenta fecha de inicio a febrero del 2022, todos los resultados son mostrados desde abril del mismo año.

Resultados

En la tabla a continuación se presenta el despacho de centrales térmicas que operan con diésel en GWh en todo el SEN.

Año	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022
Mes	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Caso Base	137	186	183	238	290	275	460	363	365
Caso 1	244	336	436	561	510	434	478	403	783
Caso 2	218	297	438	679	630	554	730	558	549
Caso 3	301	323	512	844	756	674	733	533	629
Caso 4	390	420	594	794	764	591	810	487	524
Caso 5	425	490	705	661	772	500	714	548	638
Caso 6	397	439	676	1.189	896	594	783	573	666

En la tabla a continuación se presenta el requerimiento del combustible diésel, en m3/día. Para estos efectos no se considera el consumo de combustible de centrales diésel que se encuentran al sur de S/E Cautín.

Año	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022
Mes	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Caso Base	570	992	1.045	1.356	1.732	1.649	2.753	2.301	2.078
Caso 1	1.276	1.973	2.706	3.424	3.271	2.719	2.836	2.518	4.476
Caso 2	1.131	1.729	2.726	4.123	4.158	3.561	4.599	3.595	3.232
Caso 3	1.641	1.922	3.233	5.476	5.280	4.490	4.656	3.394	3.696
Caso 4	2.284	2.579	3.777	4.995	5.171	3.908	5.301	3.110	3.108
Caso 5	2.533	3.155	4.752	3.962	5.294	3.227	4.645	3.494	3.828
Caso 6	2.247	2.650	4.322	8.178	6.379	3.950	5.152	3.785	4.031

² El detalle de las hidrologías se encuentra contenido en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo del primer semestre del año 2022.

A partir de la información contenida en la tabla anterior, y considerando una restricción de abastecimiento y logística de combustible diésel de 3.500 m³/día, se determina el déficit adicional proyectado, el que se encuentra asociado a la restricción de combustible. Para estos efectos no se considera el consumo de combustible de centrales diésel que se encuentran al sur de S/E Cautín.

Año	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022	Suma abril a septiembre
Mes	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Caso Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Caso 1	0	0	0	0	0	0	0	0	72	0
Caso 2	0	0	0	46	49	4	81	7	0	99
Caso 3	0	0	0	146	131	71	85	0	16	348
Caso 4	0	0	20	110	123	29	133	0	0	283
Caso 5	0	0	89	34	132	0	85	0	24	256
Caso 6	0	0	59	345	213	32	122	20	39	649

4 RECOMENDACIONES DE MODIFICACIONES A DECRETO PREVENTIVO DE RACIONAMIENTO

Esta Comisión recomienda que el Ministerio proceda a dictar las siguientes nuevas medidas, y modificaciones al decreto Preventivo de Racionamiento, para reducir los riesgos de racionamiento eléctrico.

4.1 Reserva Hídrica

Con el objeto de disminuir y manejar la profundidad del déficit frente a situaciones críticas o imprevistas, se recomienda establecer como una modificación del Decreto Preventivo de Racionamiento que, en tanto sea técnicamente posible, el Coordinador coordine la operación de centrales hidroeléctricas de embalse de forma tal que se garantice la existencia de una reserva hídrica en el Sistema Eléctrico Nacional de 650 GWh. Lo anterior, considerando las restricciones técnicas y operacionales de cada embalse, y procurando que la acumulación de reserva hídrica minimice la probabilidad de vertimientos futuros en embalses estacionales, y que no comprometa la seguridad de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional.

De acuerdo con lo dispuesto en el literal a) del numeral 3 del artículo segundo del Decreto Preventivo de Racionamiento, la reserva hídrica es una medida adicional a la reserva operacional.

4.2 Implementación Reserva Hídrica

Que en conformidad a lo establecido en los artículos 291-11 y siguientes del Reglamento:

Se recomienda establecer en el Decreto Preventivo de Racionamiento que el Coordinador elabore el procedimiento de acumulación de la reserva hídrica, así como los términos generales para su uso y recuperación, los cuales deberán ser comunicados a la Comisión.

Por su parte se recomienda establecer en el Decreto Preventivo de Racionamiento que el Coordinador elabore el procedimiento para valorar los efectos económicos producidos por la formación y mantención de la reserva hídrica señalada en el numeral 4.1., el que deberá considerar que cada agente que inyecta y cada agente que retira deba permanecer económicamente indiferente por efecto de la formación y mantención de la reserva hídrica. El mayor costo neto de operación del sistema que pudiera resultar producto de la formación y mantención de dicha reserva hídrica deberá ser solventado por los agentes que retiran a prorrata de sus retiros y a través de un monto a descontar respecto de la condición de indiferencia económica señalada. El procedimiento de valoración del mayor costo neto señalado, así como los procedimientos de remuneración correspondientes, deberán ser comunicados por el Coordinador a la Comisión.

4.3 Mecanismo del Diésel de Seguridad

En atención a la definición de Reserva Hídrica contenida en el presente informe técnico, como a las consideraciones del Coordinador respecto de la zona sur del SEN, en la que en caso de observar riesgo de déficit de suministro se instruiría la suspensión de los trabajos asociados a los proyectos de transmisión en la zona, como también a la definición de Reserva Operacional en el Lago Chapo, es que se recomienda que se modifique en el respectivo Decreto de Racionamiento, en particular en el inciso primero del literal b) del numeral 9, “Diseño e implementación de esquema de adquisición y logística de diésel (en adelante, “Diésel de Seguridad”)", por el indicado a continuación:

“Estimación de los requerimientos de diésel en el SEN. El Coordinador, dentro de los 3 días hábiles siguientes a la publicación del decreto supremo Nº 1, de 2022, del Ministerio de Energía, en el Diario Oficial, y a partir del escenario crítico de consumo de diésel del Estudio de Seguridad de Abastecimiento más actualizado, deberá realizar una proyección de la cantidad de diésel promedio mensual en m³/día, para cada mes, que requerirá el SEN durante la vigencia del presente decreto, para minimizar la probabilidad de racionamiento eléctrico. La cantidad de diésel indicado anteriormente se denominará "Diésel Mensual Requerido por el Sistema". El Coordinador deberá actualizar los cálculos anteriores en la forma y oportunidad que se determine en el procedimiento contenido en el literal c) siguiente”.