



# **Adenda N° 4**

# **INFORME TÉCNICO**

**Artículo 163°, Ley General de Servicios Eléctricos**

**Sistema Eléctrico Nacional**

**Agosto de 2022**



# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>ANTECEDENTES</b> .....	<b>4</b>
2.1	INFORME DPRO-GM-SEN N° 28/2022 DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL – ESTUDIO DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO PERÍODO AGOSTO 2022 – JULIO 2023. ....	4
2.2	CARTA DE 04072-22 DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL QUE SE REFIERE AL PROCEDIMIENTO PARA DEVOLUCIÓN DE RESERVA HÍDRICA.....	5
<b>3</b>	<b>ANÁLISIS</b> .....	<b>7</b>
3.1	ANÁLISIS CNE A LOS ANTECEDENTES DEL COORDINADOR. ....	7
3.2	ANÁLISIS CNE DE LAS CONDICIONES DE SUMINISTRO PARA EL AÑO 2023.....	8
3.3	CONCLUSIONES .....	10
<b>4</b>	<b>RECOMENDACIONES DE MODIFICACIONES A DECRETO PREVENTIVO DE RACIONAMIENTO</b> .....	<b>12</b>
4.1	EXTENDER VIGENCIA DEL DECRETO PREVENTIVO DE RACIONAMIENTO. ....	12
4.2	DISMINUIR EL MONTO DE RESERVA HÍDRICA. ....	12

---

# 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, modificado por el Decreto Supremo N° 87 del año 2021, N° 1, 29, 66 y 69 del año 2022, todos del Ministerio de Energía, en adelante “Decreto Preventivo de Racionamiento”.

---

## 2 ANTECEDENTES

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

### 2.1 Informe DPRO-GM-SEN N° 28/2022 del Coordinador Eléctrico Nacional – Estudio de Seguridad de Abastecimiento período agosto 2022 – julio 2023.

De acuerdo con el Estudio de Seguridad correspondiente al mes de agosto de 2022, señala el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante “Coordinador”, o “CEN”) que para el caso de mayor exigencia en términos de estrechez del sistema (caso 6-3h<sup>1</sup>) considerando el período de agosto 2022 a junio 2023, el déficit proyectado en el SEN es de 294,8 GWh. Al respecto, el CEN diferencia el déficit que presenta la zona al sur de S/E Ciruelos con el resto, toda vez que dicho déficit puede ser gestionado a través de la suspensión de trabajos en los sistemas de transmisión, disponibilidad de combustible de centrales diésel y la utilización de la reserva operacional acumulado en el Lago Chapo. Así, respecto del déficit proyectado para los meses de agosto a septiembre del 2022, sin considerar la zona al sur de S/E Ciruelos es igual a 0 GWh. Sin perjuicio de lo antes señalado, en el estudio de seguridad de abastecimiento se proyecta un déficit para el Caso 6 de 172,5 GWh para los meses de mayo y junio del 2023, los que ocurren al norte de S/E Ciruelos.

Señala el Coordinador en sus comentarios finales del referido estudio, que los resultados no muestran déficit al norte de SE Ciruelos 220 kV durante el año 2022 en todos los casos simulados. Indica el Coordinador que solo se observa un aumento del déficit de suministro a nivel sistémico respecto del Estudio de Seguridad de julio de 2022 durante el invierno de 2023.

En particular, indica el CEN, que el potencial déficit que se identifica al sur de la 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 suspensión o postergación de los trabajos de ampliación y las acciones que tomen los propietarios de las centrales diésel para asegurar una disponibilidad permanente de sus centrales. Agrega el CEN, que la ejecución de los trabajos se habilita mediante la reserva operacional en el Lago Chapo, asociado a la central Canutillar.

---

<sup>1</sup> Los supuestos son los siguientes: considera la central Santa María y la central San Isidro 1 indisponibles entre el 1 de septiembre y el 28 de febrero de 2023, así como la disponibilidad conjunta para centrales diésel que no se abastecen por oleoducto del orden de los 3.500 m<sup>3</sup>/día. Asimismo, 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, 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. Desde el punto de vista de la descarbonización, considera el cese de operaciones de Bocamina II al 30 de septiembre del 2022, de la U14 el 30 de julio de 2022, U15 al 30 de septiembre del 2022, y el ERE de Ventanas 2 al 18 de diciembre del 2022.

---

Señala el Coordinador que la reducción del déficit, para el año 2022, respecto del Estudio de Seguridad de julio de 2022 se debe en parte a un aumento de la energía embalsada. Lo anterior, provoca un aumento en los caudales previstos para los distintos escenarios hidrológicos.

Para mitigar eventuales déficits de suministro de energía y estrechez de suministro, el CEN recomienda mantener el monitoreo de: (i) las gestiones de las empresas generadoras diésel para garantizar su despacho cuando sean requeridas por el CEN; (ii) la disponibilidad de gas natural licuado; (iii) la evolución del suministro del gas natural importado desde Argentina; y (iv) el ingreso de nuevos proyectos de generación.

Sin perjuicio de los análisis y medidas señalados precedentemente, el CEN indica que la energía embalsada a la fecha sería suficiente para mitigar eventuales déficit de energía durante el período de vigencia del Decreto Supremo N° 66/2022 ante falla o detención forzada de unidades generadoras o contingencias simples en el sistema de transmisión. Así, dado los niveles de agua embalsada a la fecha de emisión del informe de seguridad y los eventuales efectos de corto plazo de aumento de lluvias en los próximos meses, en particular para el embalse Ralco, el CEN recomienda flexibilizar la devolución de la reserva hídrica disponible por debajo de los 205 GWh recomendado en el Decreto Supremo N° 66/2022. Agrega el CEN, que para el período agosto – septiembre del año en curso, un evento de precipitaciones como los ocurridos en los últimos años, podrá provocar vertimiento en el embalse Ralco sin que la operación de la central a plena carga pueda evitarlo.

Por otra parte, el CEN señala que, si bien las simulaciones muestran que el embalse Colbún no vierte, en el 30% de las condiciones hidrológicas consideradas en la programación, este embalse alcanza su cota máxima, por lo tanto, se prevé un riesgo acotado de vertimiento en el embalse Colbún.

Por último, el CEN señala que, respecto de la reserva hídrica almacenada en el Lago Laja, si bien el embalse no presentaría riesgo de vertimiento, de acuerdo con las restricciones de los convenios de riego vigentes, resulta necesario realizar la devolución de dicha reserva antes del 01 de diciembre de 2022.

## **2.2 Carta DE 04072-22 del Coordinador Eléctrico Nacional que se refiere al procedimiento para devolución de Reserva Hídrica**

En la presente comunicación, el Coordinador indica que, de acuerdo con lo estipulado en el DS N° 66/2022 del Ministerio de Energía, inició la devolución de la Reserva Hídrica acumulada a esa fecha, según se resume en la tabla indicada a continuación:

<b>Embalse</b>	<b>Reserva Hídrica [GWh]</b>
<b>Colbún</b>	66
<b>Laja</b>	105
<b>Ralco</b>	136
<b>L Maule</b>	48
<b>Total</b>	355

El Coordinador señala que, considerado lo anterior, y las restricciones operacionales de los convenios de riego vigentes, y con el objeto de minimizar riesgos de vertimientos, priorizó la devolución del total de Reserva Hídrica acumulada en la Laguna del Maule correspondiente a 48 GWh, así como la devolución de 102 GWh en el embalse Ralco. Conforme a lo señalado anteriormente, la devolución total esperada de Reserva Hídrica es de 150 GWh (48 + 102 GWh), llegando a los 205 GWh.

Por su parte, el Coordinador señala que, en relación con las condiciones de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional, así como los potenciales riesgos de vertimiento de corto plazo y en la etapa de deshielo (octubre 2022 – marzo 2023), informa que persiste el riesgo de vertimiento en el embalse Ralco, de acuerdo con lo publicado en su Estudio de Seguridad de Abastecimiento referenciado en la sección 2.1 del presente informe. El Coordinador señala que, en efecto, a las 08:00 hrs. del 26 de agosto de 2022, resta 1,4 metros para que el embalse Ralco llegue a cota máxima, situación que, de acuerdo con lo indicado por el Coordinador, no permitiría gestionar un aumento de caudales asociados a los escenarios de precipitaciones que se proyecten en el corto plazo, así como para el periodo de deshielo.

Por su parte, respecto del embalse Colbún, el Coordinador señala que, desde los escenarios hidrológicos considerados en la programación ha verificado que en un 30% de las condiciones hidrológicas se alcanzaría la cota máxima durante el próximo período de deshielo.

En definitiva, de acuerdo con lo señalado anteriormente, el Coordinador recomienda flexibilizar la devolución de la Reserva Hídrica disponible por debajo de los 205 GWh recomendado en el DS N° 66/2022.

---

## 3 ANÁLISIS

### 3.1 Análisis CNE a los antecedentes del Coordinador.

#### Introducción

En la presente sección se detalla el análisis realizado por la Comisión para efectos de realizar una evaluación del estado del abastecimiento del sistema, respecto de la Adenda emitida por esta Comisión en julio del 2022.

#### Del Estudio de Seguridad de Abastecimiento de agosto del Coordinador

Los análisis presentados por el Coordinador en su Estudio de Seguridad de Abastecimiento presentan que, para todos los casos evaluados, no se proyectan condiciones de energía no suministrada, para el año 2022, en la zona que se encuentra al norte de S/E Ciruelos. La diferenciación por zona en dicha subestación tiene que ver debido a que los eventuales déficits proyectados pueden ser subsanados suspendiendo o posponiendo los trabajos asociados a las obras de ampliación de transmisión de la zona, disponibilidad de combustible diésel y la reserva operacional acumulada en el Lago Chapo.

En dicho estudio, además se señala que existen riesgos de vertimiento en el embalse Ralco, mientras que en el caso del embalse Colbún si bien no existe de riesgo vertimiento, en el 30% de las condiciones hidrológicas evaluadas se alcanza la cota máxima de dicho embalse, implicando un potencial riesgo de vertimiento. A su vez, en el caso del embalse Laja el Coordinador hace referencia a una devolución previa al 1 de diciembre de 2022, en atención a las restricciones provenientes de los convenios de riego.

A su turno, en dicho estudio se proyecta un déficit de suministro para los meses de mayo y junio del año 2023, para la zona al norte de S/E Ciruelos, los que resultan en 172,5 GWh.

#### De las condiciones de devolución de la Reserva Hídrica

De acuerdo con los antecedentes presentados por el Coordinador, la devolución anticipada de la Reserva Hídrica de acuerdo con la reducción del monto contenido en el Decreto N° 66/2022, se ha concentrado esencialmente en los embalses Ralco y de la Laguna del Maule. El primero debido a eventuales condiciones proyectadas de vertimiento, mientras que, en el segundo caso, debido a los trabajos que se realizarán a propósito de la conexión del proyecto de generación Los Cóndores, los que no permitirán realizar extracciones desde la Laguna del Maule. Por lo tanto, la Reserva Hídrica proyectada por embalse, que se tendría al acumular 205 GWh, sería la que se indica en la tabla a continuación.

Embalse	Reserva Hídrica [GWh]
Colbún	66
Laja	105
Ralco	34
L Maule	0
<b>Total</b>	<b>205</b>

### 3.2 Análisis CNE de las condiciones de suministro para el año 2023

En la presente sección esta Comisión realiza un análisis respecto de la capacidad proyectada de abastecimiento seguro del sistema para el año 2023. Para estos efectos, con el objetivo de cuantificar la eventual 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 agosto 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 los rendimientos de las unidades y la densidad de dicho combustible, se determina el requerimiento mensual de combustible en m<sup>3</sup>/día.

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 m<sup>3</sup>/día<sup>2</sup>, 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 segundo semestre del año 2022. A partir de dichos antecedentes se realizaron los siguientes ajustes, que propenden a realizar un análisis más conservador, desde el punto de vista de los recursos disponibles para abastecer la demanda:
  - I. Menor disponibilidad de perfiles de generación de centrales eólicas, considerando un perfil único para todas las hidrologías.

---

<sup>2</sup> Se considera aquel límite en atención a lo indicado por el Coordinador en el informe de seguridad de enero 2022.



- II. Para los periodos de trabajos de transmisión en la zona de S/E Cautín hacia el sur, se consideró una menor disponibilidad de despacho eólico en las centrales Aurora, San Pedro I y San Pedro II.
  - III. Para efectos de la simulación, se considera en la etapa de optimización el costo de falla empleado en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo correspondiente al segundo semestre del año 2022. Sin embargo, para la etapa de operación se ajusta este valor por sobre el costo variable de las unidades existentes, con el fin de estimar la logística de combustible diésel requerida por el sistema.
  - IV. Retrasos en las fechas de entrada en operación de proyectos en construcción y comprometidos, de acuerdo con las fechas consideradas por el Coordinador en el Informe de Seguridad de Abastecimiento de agosto 2022. Para los casos en que un proyecto no formulaba como parte de dicho estudio, se actualizó la fecha de puesta en servicio considerando atrasos típicos de centrales de similares características.
  - V. Limitaciones técnicas de potencia máxima de centrales a carbón para todo el horizonte de estudio consideradas en el Informe de Seguridad de Abastecimiento de agosto 2022.
- Caso 1: contiene los supuestos del Caso Base y además considera la indisponibilidad de la central Santa María para el periodo comprendido entre el 1 de abril del 2023 y el 31 de septiembre del 2023.

Todos los análisis se realizan para la condición hidrológica más adversa del sistema<sup>3</sup>. Asimismo, si bien la simulación presenta fecha de inicio a julio del 2022, todos los resultados son mostrados desde abril 2023, para efectos de cuantificar los potenciales déficits de suministro para el año siguiente. Adicionalmente, se considera dicho periodo en atención a que el Caso 1 modela la indisponibilidad de una central térmica a contar de dicho periodo.

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

Año	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023
Mes	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Caso Base	541	548	652	209	204	229	254	149	162
Caso 1	635	720	974	688	320	311	204	170	181

<sup>3</sup> El detalle de las hidrologías se encuentra contenido en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo del segundo semestre del año 2022.

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	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023
Mes	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Caso Base	3.300	3.343	4.161	1.291	1.289	1.442	1.537	952	993
Caso 1	3.942	4.445	6.445	4.317	2.050	1.995	1.233	1.092	1.122

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	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	Suma abril a septiembre
Mes	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Caso Base	0	0	47,4	0	0	0	0	0	0	47,4
Caso 1	31,6	70,0	211,0	60,5	0	0	0	0	0	373,1

### 3.3 Conclusiones

En primera instancia, de acuerdo con los antecedentes y análisis, es posible concluir que las situaciones de riesgo de desabastecimiento pueden mantenerse para el año 2023, dependiendo de la disponibilidad de los recursos energéticos que presente el sistema, considerando el parque de generación actual, como el proyectado a propósito de los proyectos que puedan entrar en servicio durante los siguientes meses. Si bien tanto el Coordinador como esta Comisión evalúan que, para algunos casos, podría existir un déficit proyectado en el invierno del año 2023, considerando la incertidumbre respecto de la disponibilidad de las distintas variables asociada a la oferta de energía eléctrica, se recomienda extender el Decreto Preventivo de Racionamiento hasta marzo del 2023. De este modo, se podrá realizar un análisis durante la primera parte de dicho año considerando mayor disponibilidad de información de la oferta. Lo anterior permitiría evaluar si es que las condiciones de estrechez energética no han podido ser mitigadas, y en virtud de aquello, evaluar una nueva extensión del respectivo decreto.

Por su parte, se constata que se mantienen restricciones asociadas a los embalses de uso compartido para generación y riego, que podrían implicar dificultades al momento de la devolución de la Reserva Hídrica, esto es, considerando la devolución anticipada proyectada que considera el Coordinador, para los embalses de Ralco y de la Laguna del Maule.

En virtud de lo antes señalado, se recomienda una disminución en el monto de la Reserva Hídrica, considerando la disminución de riesgos de desabastecimiento debido a mayor disponibilidad de oferta en el SEN, las restricciones de riego y el aumento en las

---

probabilidades de vertimiento en Ralco, y las restricciones de los convenios de riego asociados al Lago Laja. Para la determinación del monto de reserva hídrica, se debe considerar lo que tendría acumulado el Coordinador al momento de llegar a los 205 [GWh], y restar los montos acumulados en el Lago Laja y el excedente de Ralco.

Lo indicado anteriormente permitiría, de acuerdo con lo establecido en el procedimiento del Coordinador, que la Reserva Hídrica pueda ser restituida parcialmente si la autoridad reduce el monto de esta, lo que deberá realizar considerando los principios de Coordinación de la Operación establecidos en el artículo 72°-1 de la Ley.

Considerando lo anteriormente señalado, el monto de Reserva Hídrica debiese ser igual a:

$$\text{Reserva hídrica} = 205 - 105 - 34 = 66 \text{ [GWh]}$$

Es importante señalar que, si bien se determinó la disminución del monto de Reserva Hídrica considerando lo acumulado particularmente en los embalses que la contienen, su devolución debe realizarse considerando las restricciones técnicas y operacionales de cada embalse. Asimismo, es menester que el Coordinador maneje las reservas actuales de forma prudente, permitiendo resguardar la seguridad de suministro y la seguridad de servicio amparado en las funciones que la Ley y el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional le confieren.

---

## **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 Extender vigencia del Decreto Preventivo de Racionamiento.**

El Decreto Preventivo de Racionamiento señala en su artículo primero que su vigencia es desde la publicación del decreto referido en el Diario Oficial hasta el 30 de septiembre de 2022.

De acuerdo con la información contenida en el capítulo 2 y 3 de la presente adenda, y a que las condiciones de estrechez que originaron el Decreto Preventivo de Racionamiento persisten en la actualidad, e incluso se vislumbra una prolongación de las mismas, en particular las referentes a las condiciones secas proyectadas para el año hidrológico correspondiente al 2023, y el estado actual del mercado mundial de combustibles, se recomienda extender la vigencia del Decreto Preventivo de Racionamiento hasta el 31 de marzo del 2023.

### **4.2 Disminuir el monto de Reserva Hídrica.**

Se recomienda establecer como una modificación del Decreto Preventivo de Racionamiento, en particular en el literal a) del numeral 3 del artículo segundo, modificando el valor de la Reserva Hídrica a un monto igual a 66 GWh.

Como consecuencia de lo anterior, se recomienda que el Ministerio proceda modificar el Decreto Preventivo de Racionamiento, con el propósito de realizar una devolución del exceso de la Reserva Hídrica con anterioridad al término de la vigencia del Decreto Preventivo de Racionamiento, considerando la operación segura y económica del sistema, procurando minimizar los riesgos de vertimiento de los embalses donde exista reserva hídrica.

Finalmente, se recomienda instruir al Coordinador reportar periódicamente a esta Comisión, un informe de evaluación del estado hidrológico en las cuencas con generación hidroeléctrica de embalse del SEN, a efectos de poder realizar un monitoreo permanente para la potencial definición de un aumento de la reserva hídrica en los términos que señalan los Artículos 291-11 y siguientes del Reglamento en caso de que se prevean déficit de abastecimiento. En tal caso, el Coordinador deberá proponer un monto de Reserva Hídrica que se sume a la Reserva Operacional.