



# **Adenda N° 5**

## **INFORME TÉCNICO**

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

**Sistema Eléctrico Nacional**

**Marzo de 2023**



# 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° 41/2022 DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL – ESTUDIO DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO PERÍODO NOVIEMBRE 2022 – OCTUBRE 2023.....	4
2.2	INFORME DPRO-GM-SEN N° 45/2022 DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL – ESTUDIO DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO PERÍODO DICIEMBRE 2022 – NOVIEMBRE 2023.....	5
2.3	INFORME DPRO-GM-SEN N° 1/2023 DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL – ESTUDIO DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO PERÍODO ENERO 2023 – DICIEMBRE 2023.....	6
2.4	INFORME DPRO-GM-SEN N° 3/2023 DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL – ESTUDIO DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO PERÍODO FEBRERO 2023 – ENERO 2024.....	7
<b>3</b>	<b>ANÁLISIS</b> .....	<b>10</b>
3.1	ANÁLISIS CNE A LOS ANTECEDENTES DEL COORDINADOR. ....	10
3.2	ANÁLISIS CNE DE LAS CONDICIONES DE SUMINISTRO PARA EL AÑO 2023.....	10
3.3	CONCLUSIONES .....	14
<b>4</b>	<b>RECOMENDACIONES DE MODIFICACIONES A DECRETO PREVENTIVO DE RACIONAMIENTO</b> .....	<b>15</b>
4.1	EXTENDER VIGENCIA DEL DECRETO PREVENTIVO DE RACIONAMIENTO. ....	15
<b>5</b>	<b>ACTUALIZACIÓN DEL CÁLCULO DEL MONTO DEL PAGO POR KILOWATT-HORA DE DÉFICIT</b> .....	<b>16</b>

---

## 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, y por los Decretos Supremos N° 1, 29, 66, 69 y 74 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° 41/2022 del Coordinador Eléctrico Nacional – Estudio de Seguridad de Abastecimiento período noviembre 2022 – octubre 2023.

De acuerdo con el Estudio de Seguridad de Abastecimiento (en adelante “ESA”) correspondiente al mes de noviembre 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 8<sup>1</sup>) sólo se proyecta déficit de energía en el SEN para julio 2023, el cual asciende a 42,1 GWh. No obstante, para el resto de los escenarios no se proyecta déficit de energía. Lo anterior, implica una reducción del déficit de energía, el que se debe, en parte, a mejoras en las condiciones hidrológicas y a una mayor disponibilidad en la zona centro sur del CEN.

Al respecto, es importante mencionar que los déficits de energía presentados anteriormente corresponden al norte de la S/E Ciruelos, no obteniéndose valores al sur de dicha subestación. No obstante, es preciso mencionar que un eventual déficit que pueda presentar dicha zona puede ser gestionado a través de la suspensión de los trabajos de transmisión, disponibilidad de combustible de centrales diésel y la utilización de la reserva operacional acumulada en el lago Chapo.

En relación con la reserva hídrica, esta versión del estudio mantiene los criterios presentados en el informe anterior para modificar dicha condición. En tal sentido, cabe mencionar que la reserva acumulada a la fecha de actualización del estudio ascendía a 60,43 GWh. Adicionalmente, en cuanto a las trayectorias de cota del embalse Colbún, el Coordinador no menciona la existencia de condiciones de vertimiento.

En sus comentarios finales, el Coordinador señala que no se proyecta déficit de energía en el SEN durante todo el 2022, para todos los casos analizados y, en general, para el año 2023 se observa una reducción de dicho déficit con respecto al ESA de octubre.

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) el stock de carbón en canchas con el objeto de mantener la autonomía para cumplir con su despacho cuando sea requerido; (iii) la disponibilidad de gas natural licuado, en particular sobre los ADP (*Annual Delivery Program*) del año 2023 y evolución de GNA (Gas Natural Argentino); y (iv) el ingreso de nuevos proyectos de generación.

---

<sup>1</sup> Dicho caso considera la indisponibilidad de centrales térmicas eficientes entre diciembre 2022-mayo 2023 y julio 2023-diciembre 2023 y adicionalmente la falla de la línea de 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico durante la primera semana de julio de 2023.

---

Sin perjuicio de los análisis y medidas señalados precedentemente, el CEN estima que la energía embalsada a la fecha del estudio sería suficiente para mitigar eventuales déficits para el periodo de racionamiento.

Por último, el CEN señala que no se requeriría reserva hídrica durante la vigencia del DS N°51/2021 ni tampoco durante los siguientes 6 meses. En base a lo anterior, recomienda su devolución a partir del mes de marzo 2023, de acuerdo con los procedimientos establecidos para estos fines, y con el objetivo de disponer de mayores antecedentes en relación con la disponibilidad de generación en el SEN para el año 2023, tales como: ADP GNL 2023, capacidad efectiva de reposición de diésel y comportamiento de las importaciones de gas natural importado desde Argentina, entre otros aspectos que afecten la disponibilidad de centrales.

## **2.2 Informe DPRO-GM-SEN N° 45/2022 del Coordinador Eléctrico Nacional – Estudio de Seguridad de Abastecimiento período diciembre 2022 – noviembre 2023.**

De acuerdo con el ESA correspondiente al mes de diciembre de 2022, señala el Coordinador que para el caso de mayor exigencia en términos de estrechez del sistema (caso 8<sup>2</sup>) se proyecta un déficit máximo de energía en el SEN durante junio de 2023, el cual asciende a 138 GWh. Lo expuesto implica un aumento en el déficit de energía con respecto al estudio anterior, el cual, en parte, se atribuye a la indisponibilidad de descarga de carbón del complejo Ventanas y la indisponibilidad de las centrales Alfalfal II y Las Lajas.

Al respecto, es importante mencionar que los déficits de energía presentados anteriormente corresponden al norte de la S/E Ciruelos, no obteniéndose valores al sur de dicha subestación.

El Coordinador señala que un eventual déficit al sur de la S/E Ciruelos, por indisponibilidades de las 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 Cautín – Río Toltén – Ciruelos, pueden 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. Cabe indicar que la ejecución de los trabajos se habilita mediante la reserva operacional en el lago Chapo, asociado a la central Canutillar.

En relación con la reserva hídrica, esta versión del estudio mantiene los criterios presentados en el informe anterior para modificar dicha condición. En cuanto a las trayectorias de cota del embalse Colbún, el Coordinador no menciona la existencia de condiciones de vertimiento.

---

<sup>2</sup> Dicho caso considera la indisponibilidad de centrales térmicas eficientes entre enero 2023-junio 2023 y agosto 2023-enero 2024 y adicionalmente la falla de la línea de 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico durante la primera semana de junio de 2023.

---

En sus comentarios finales, el Coordinador señala que no se proyecta déficit de energía en el SEN durante todo el 2022, para todos los casos analizados y, en general, para el año 2023 se observa un aumento de dicho déficit con respecto al ESA de noviembre.

Para mitigar eventuales déficits de suministro de energía y estrechez de suministro, el CEN recomienda: (i) mantener las gestiones de las empresas generadoras diésel para garantizar su despacho cuando sean requeridas por el CEN; (ii) implementar planes de mitigación en Complejo Ventanas para reanudar a la brevedad la descarga de carbón y/o gestionar el stock en cancha; (iii) monitorear la disponibilidad de gas natural para generación; (iv) gestión de trabajos programados en líneas de transmisión en el SEN; (v) continuar con las gestiones de la energía embalsada en centrales hidroeléctricas, considerando las restricciones de riego y reservas operacionales correspondientes; y (vi) el ingreso de nuevos proyectos de generación.

Sin perjuicio de los análisis y medidas señalados precedentemente, el CEN estima que la energía embalsada a la fecha del estudio sería suficiente para mitigar eventuales déficits para el periodo de racionamiento.

Por último, el CEN señala que la extensión de la vigencia del DS N°51/2021, así como la conformación de una Reserva Hídrica adicional, se deben evaluar una vez se disponga de mejor información sobre la normalización de la descarga de carbón en el Complejo Ventanas y disponibilidad de las centrales en Alto Maipo.

### **2.3 Informe DPRO-GM-SEN N° 1/2023 del Coordinador Eléctrico Nacional – Estudio de Seguridad de Abastecimiento período enero 2023 – diciembre 2023.**

De acuerdo con el Estudio de Seguridad correspondiente al mes de enero de 2023, señala el Coordinador que para el caso de mayor exigencia en términos de estrechez del sistema (caso 8<sup>3</sup>) se proyecta un déficit máximo de energía en el SEN durante junio de 2023, el cual asciende a 63 GWh. Lo expuesto implica una disminución en el déficit de energía con respecto al estudio anterior, el cual, en parte, se atribuye al plan de trabajo de reparación del Complejo Alto Maipo, el cual podría estar operativo a partir del 1 de octubre de 2023. Adicionalmente, el estudio supone disponible el Complejo Ventanas para todo el periodo en análisis, pues ha entrado en vigor el plan alternativo de descarga de carbón.

Al respecto, es importante mencionar que los déficits de energía presentados anteriormente corresponden al norte de la S/E Ciruelos, no obteniéndose valores al sur de dicha subestación.

Un eventual déficit al sur de la S/E Ciruelos, por indisponibilidades de las 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 Cautín – Río Toltén – Ciruelos, pueden ser mitigados mediante la suspensión o postergación de los trabajos de

---

<sup>3</sup> Dicho caso considera la indisponibilidad de centrales térmicas eficientes entre febrero 2023-julio 2023 y septiembre 2023-febrero 2024 y adicionalmente la falla de la línea de 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico durante la tercera semana de junio de 2023.

---

ampliación y las acciones que tomen los propietarios de las centrales diésel para asegurar una disponibilidad permanente de sus centrales. Cabe indicar que la ejecución de los trabajos se habilita mediante la reserva operacional en el lago Chapo, asociado a la central Canutillar.

En relación con la reserva hídrica, esta versión del estudio mantiene los criterios presentados en el informe anterior para modificar dicha condición. Asimismo, de acuerdo con los resultados obtenidos, indica que se deben evaluar acciones para mitigar los escenarios de déficit de energía proyectados para los meses de mayo y junio, en particular, confirmar el periodo de indisponibilidad de las centrales de alto Maipo, así como el impacto de la disponibilidad de gas natural importado desde Argentina para el periodo enero-abril 2023.

Para mitigar eventuales déficits de suministro de energía y estrechez de suministro, el CEN recomienda: (i) continuar con las gestiones de la energía embalsada en centrales hidroeléctricas, considerando las restricciones de riego y reservas operacionales correspondientes; (ii) implementar planes de mitigación en Complejo Ventanas para mantener la continuidad operacional de sus centrales generadoras, gestionando el stock en cancha; (iii) monitorear el suministro de gas natural para generación (iv) monitorear la disponibilidad de diésel para las centrales generadoras; (v) gestión de trabajos programados en líneas de transmisión en el SEN; y (vi) el ingreso de nuevos proyectos de generación y del sistema de transmisión, conforme al plan de obras de proyectos declarados en construcción.

Sin perjuicio de los análisis y medidas señalados precedentemente, el CEN estima que la energía embalsada a la fecha del estudio sería suficiente para mitigar eventuales déficits para el periodo de racionamiento.

Por último, el CEN señala que la extensión de la vigencia del DS N°51/2021, así como la conformación de una Reserva Hídrica adicional, se deben evaluar una vez que se verifique una tasa estable de descarga de carbón asociado al plan alternativo implementado en Puerto Ventanas, de manera que no comprometa la autonomía del Complejo Ventanas, así como evaluar los efectos del suministro de gas natural importado desde Argentina entre enero y abril de 2023, considerando que dicho suministro ha sido estable desde octubre de 2022, excepto situaciones de cortes específicos que han afectado las importaciones y que no han sido informados anticipadamente.

#### **2.4 Informe DPRO-GM-SEN N° 3/2023 del Coordinador Eléctrico Nacional – Estudio de Seguridad de Abastecimiento período febrero 2023 – enero 2024.**

De acuerdo con el ESA correspondiente al mes de febrero de 2023, señala el Coordinador que para el caso de mayor exigencia en términos de estrechez del sistema (caso 8<sup>4</sup>) se proyecta un déficit máximo de energía en el SEN durante junio de 2023, el cual asciende a

---

<sup>4</sup> Dicho caso considera la indisponibilidad de centrales térmicas eficientes entre marzo 2023-agosto 2023 y octubre 2023-marzo 2024 y adicionalmente la falla de la línea de 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico durante la tercera semana de junio de 2023.

---

167,1 GWh. Lo expuesto implica un aumento en el déficit de energía con respecto al estudio anterior, el cual, en parte, se atribuye a la indisponibilidad de la central Infraestructura Energética Mejillones, la cual, de acuerdo al cronograma de reparación, se considera que estará indisponible hasta el 7 de julio de 2023. Adicionalmente, al igual que en el ESA anterior, el estudio supone disponible el Complejo Ventanas para todo el periodo en análisis, pues ha entrado en vigor el plan alternativo de descarga de carbón.

Al respecto, es importante mencionar que los déficits de energía presentados anteriormente corresponden al norte de la S/E Ciruelos, no obteniéndose valores al sur de dicha subestación.

El Coordinador señala que, un eventual déficit al sur de la S/E Ciruelos, por indisponibilidades de las 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 Cautín – Río Toltén – Ciruelos, pueden 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. Cabe indicar que la ejecución de los trabajos se habilita mediante la reserva operacional en el lago Chapo, asociado a la central Canutillar.

En relación con la reserva hídrica, esta versión del estudio mantiene los criterios presentados en el informe anterior para modificar dicha condición. Asimismo, de acuerdo con los resultados obtenidos, indica que se deben evaluar acciones para mitigar los escenarios de déficit de energía proyectados, en particular, la realización de gestiones de las empresas coordinadas para que las centrales cuenten con disponibilidad adicional de gas natural y petróleo diésel para el periodo de invierno 2023, y/o gestionar la energía afluyente asociada a eventuales eventos de precipitaciones en las cuencas que cuentan con capacidad de generación durante el invierno 2023, principalmente en el mes de abril.

Para mitigar eventuales déficits de suministro de energía y estrechez de suministro, el CEN recomienda: (i) continuar con las gestiones de la energía embalsada en centrales hidroeléctricas, considerando las restricciones de riego y reservas operacionales correspondientes; (ii) implementar planes de mitigación en Complejo Ventanas para mantener la continuidad operacional de sus centrales generadoras, gestionando el stock en cancha; (iii) monitorear el suministro de gas natural para generación (iv) monitorear la disponibilidad de diésel para las centrales generadoras; (v) gestión de trabajos programados en líneas de transmisión en el SEN; y (vi) el ingreso de nuevos proyectos de generación y del sistema de transmisión, conforme al plan de obras de proyectos declarados en construcción.

Sin perjuicio de los análisis y medidas señalados precedentemente, el CEN estima que la energía embalsada a la fecha del estudio sería suficiente para mitigar eventuales déficits para el periodo de racionamiento.

Por último, el CEN señala que no se recomienda la conformación de una reserva hídrica adicional para gestionar el déficit proyectado entretanto no se adopten otras acciones para mitigar dicho déficit, tales como las gestiones de las empresas coordinadas para que las centrales cuenten con disponibilidad adicional de gas natural y petróleo diésel para el



periodo de invierno 2023, y/o gestionar la energía afluyente asociada a eventuales eventos de precipitaciones en las cuencas que cuentan con capacidad de generación durante el invierno 2023, principalmente en el mes de abril.

---

## 3 ANÁLISIS

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

A continuación, se detalla el análisis realizado por la Comisión para efectos de evaluar el estado del abastecimiento del sistema.

En tal sentido, los análisis presentados por el Coordinador en los ESA revisados en el presente informe muestran que, para el caso 8, se proyectan condiciones de energía no suministrada en la zona al norte de S/E Ciruelos, las que varían en monto y mes en el que ocurrirían, existiendo probabilidad de que estas ocurran en los meses de junio o julio del 2023. La diferenciación por zona en dicha subestación tiene que ver con 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.

Si bien se proyectan condiciones de energía no suministrada, en su más reciente ESA, el Coordinador no recomienda la conformación de una reserva hídrica adicional para gestionar el déficit proyectado entretanto no se adopten otras acciones para mitigar dicho déficit, las que apuntan a aumentar la disponibilidad de los recursos energéticos.

### 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 ESA de febrero 2023, 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>5</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

---

<sup>5</sup> Se considera aquel límite en atención a lo indicado por el Coordinador en el informe de seguridad de enero 2022.

---

ser subsanado considerando reservas operacionales asociadas a la central Canutillar (Lago Chapo).

Por su parte, de acuerdo con lo establecido en el Of. Ord N°108572 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, emitido el 11 de marzo de 2022, se autoriza el uso en caso de emergencia fundada para el Complejo Térmico Nehuenco, el que puede ser abastecido mediante oleoducto, y se incorpora la disponibilidad para el complejo San Isidro. Lo anterior implica que la unidad Nehuenco 1 y San Isidro 1 no son considerados para efectos de comparar la capacidad de logística proyectada del sistema con el límite de 3.500 m<sup>3</sup>/día.

Una vez señalado lo anterior, a continuación, se presenta el listado de casos analizados:

- Caso Base: se utiliza como antecedente el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo correspondiente al primer semestre del año 2023. 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, o actualizar con nuevos antecedentes disponibles:
  - I. Menor disponibilidad de perfiles de generación de centrales eólicas, considerando un perfil único para todas las hidrologías.
  - II. Limitaciones técnicas de potencia máxima de centrales a carbón para todo el horizonte de estudio consideradas en el ESA de diciembre 2022.
  - III. De acuerdo con lo informado por Engie Energía Chile S.A. al Coordinador mediante carta ENGIE N°024/2023 del 7 de febrero de 2023, se considera indisponible la central generadora Infraestructura Energética Mejillones. En particular, para efectos de la presente simulación, se considera indisponible hasta el 30 de septiembre del 2023, de forma consistente con el caso más conservador de acuerdo con lo planteado en dicha comunicación.
  - IV. De acuerdo con lo informado por Alto Maipo S.A. al Coordinador mediante carta PHAM 0028-2023 del 9 de febrero, se considera indisponible el complejo Alto Maipo. En particular, para efectos de la presente simulación se considera indisponible hasta el 31 de diciembre de 2023.
  - V. Se utilizan las cotas iniciales de los embalses al 1 de febrero de 2023.
  - VI. Se considera la disponibilidad de gas que el Coordinador mantiene al 7 de febrero de 2023.
- Caso 1: contiene los supuestos del Caso Base y un atraso en el ingreso de las centrales, considerando los antecedentes contenidos en el CNE OF. ORD N°185/2022.
- Caso 2: contiene los supuestos del Caso 1 sensibilizando una variación en la demanda eléctrica del sistema para el año 2023. En particular, se consideraron las ventas mensuales correspondientes al año 2022, 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 2023 igual a 79,649 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 además considera la indisponibilidad de la central San Isidro 2, para el periodo comprendido entre el 1 de abril del 2023 y el 30 de septiembre del 2023.
- 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 abril del 2023 y el 30 de septiembre del 2023.
- 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 abril del 2023 y el 30 de septiembre del 2023.

Todos los análisis se realizan para la condición hidrológica más adversa del sistema<sup>6</sup>. Asimismo, si bien la simulación presenta fecha de inicio a febrero del 2023, todos los resultados son mostrados desde abril del mismo año.

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

---

<sup>6</sup> El detalle de las hidrológicas se encuentra contenido en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo del primer semestre del año 2022.

Año	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023
Mes	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Caso Base	162	323	263	334	669	446	340	325	51
Caso 1	215	490	419	413	754	485	490	256	50
Caso 2	117	374	396	356	791	496	390	359	213
Caso 3	234	572	555	386	844	495	342	215	128
Caso 4	192	549	439	347	838	534	440	267	124
Caso 5	293	581	488	426	1.047	631	511	366	173
Caso 6	255	701	720	695	1.113	711	486	312	192

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	954	1.561	1.626	2.231	3.557	2.150	1.172	1.227	260
Caso 1	1.233	2.805	2.725	2.762	4.123	2.318	1.792	864	327
Caso 2	655	2.010	2.622	2.370	4.375	2.453	1.421	1.345	863
Caso 3	1.420	2.904	3.573	2.582	4.666	2.498	1.196	804	646
Caso 4	1.145	2.955	2.850	2.344	4.735	2.686	1.792	884	567
Caso 5	1.823	3.046	3.069	2.811	5.923	3.262	1.941	1.262	653
Caso 6	1.557	4.063	4.771	4.839	6.446	3.825	1.844	934	747

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	0	0	4	0	0	0	0	<b>4</b>
Caso 1	0	0	0	0	46	0	0	0	0	<b>46</b>
Caso 2	0	0	0	0	65	0	0	0	0	<b>65</b>
Caso 3	0	0	3	0	86	0	0	0	0	<b>89</b>
Caso 4	0	0	0	0	91	0	0	0	0	<b>91</b>
Caso 5	0	0	0	0	103	0	0	0	0	<b>103</b>
Caso 6	0	24	52	57	126	23	0	0	0	<b>282</b>

---

### 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 tanto el parque de generación actual como el proyectado a propósito de los proyectos que puedan entrar en servicio durante los siguientes meses. En virtud de los análisis realizados por el Coordinador y esta Comisión, se recomienda extender el Decreto Preventivo de Racionamiento hasta el 30 de septiembre del 2023.

Por su parte, se constata que, de acuerdo con los análisis realizados por el Coordinador, para condiciones en las que se estresa el sistema podría existir riesgo de desabastecimiento. Lo anterior, se condice con los análisis realizados por esta Comisión, en que en todos los escenarios evaluados se presenta riesgo de desabastecimiento. Por lo tanto, se recomienda mantener la reserva hídrica de 66 GWh definida en el DS 51/2021.

Sin perjuicio de lo anterior, respecto de las medidas “Diseño e implementación de esquema de adquisición y logística de diésel” y “Fortalecimiento de las reglas de reconocimiento de potencia en caso de indisponibilidad de combustible”, contenidas en el DS N°51/2021, dadas sus condiciones de aplicación, asociadas a los plazos de publicación del DS N°1/2022 del Ministerio de Energía, esta Comisión concluye que no se requiere, por ahora, su actualización, y por lo tanto no serían aplicables durante la extensión del Decreto Preventivo de Racionamiento.

A mayor abundamiento, en caso de que no se extendiera el decreto de racionamiento, no podría ser posible contar con el abastecimiento de combustible mediante oleoducto para San Isidro 1 y Nehuenco 1, lo que implicaría un mayor estrés para la logística de diésel y, por lo tanto, un mayor riesgo de desabastecimiento.

Por último, es importante relevar que esta Comisión se mantendrá monitoreando las condiciones de abastecimiento del sistema.

---

## **4 RECOMENDACIONES DE MODIFICACIONES A DECRETO PREVENTIVO DE RACIONAMIENTO**

Esta Comisión recomienda que el Ministerio proceda a dictar la siguiente modificación 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 31 de marzo de 2023.

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 30 de septiembre del 2023.

---

## **5 ACTUALIZACIÓN DEL CÁLCULO DEL MONTO DEL PAGO POR KILOWATT-HORA DE DÉFICIT**

De acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 163° de la Ley, las empresas generadoras deberán pagar a sus clientes distribuidores o finales sometidos a regulación de precios, cada kilowatt-hora de déficit que los haya afectado, determinado sobre la base de sus consumos normales, a un valor igual a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía correspondiente, considerando los valores utilizados en la última fijación de precios de nudo para el sistema eléctrico.

Por su parte, el penúltimo inciso del citado artículo dispone que el decreto respectivo explicitará, basándose en el informe previo de la Comisión, el monto del pago por cada kilowatt-hora de déficit, agregando que todos los cálculos deberán fundarse en los valores utilizados en la última fijación de precios de nudo. Sin perjuicio de lo anterior, la misma disposición señala que, el valor a utilizar para el costo de racionamiento no podrá superar, expresado en unidades de fomento, el promedio de los costos de racionamiento utilizados en las últimas seis fijaciones de precios de nudo.

Atendido lo anterior, en el siguiente cuadro se exponen, para las últimas seis fijaciones de precios de nudo, esto es, desde el primer semestre de 2020 al segundo semestre de 2022, los valores utilizados para el cálculo del precio del kilowatt-hora de racionamiento, el que queda determinado, en este caso, por la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía para el nudo Quillota 220 kV establecido en el Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, de julio de 2022, aprobado mediante Resolución Exenta N° 633, de fecha 16 de agosto de 2022. Se utiliza el costo de racionamiento de la fijación del segundo semestre de 2022 por ser este de menor valor que el promedio del costo de racionamiento de las últimas seis fijaciones de precios de nudo, según se detalla en la tabla a continuación.

Informe Técnico Definitivo	Costo de racionamiento	Costo de racionamiento	Dólar	UF promedio	Costo de racionamiento	P. Básico de Energía	P. Básico de Energía
	US\$/MWh	\$/kWh	\$	\$	UF/kWh	US\$/MWh	\$/kWh
<b>Segundo Semestre 2022</b>	429,07	364,45	849,39	32.453,99	0,01123	52,599	44,677
<b>Primer Semestre 2022</b>	399,50	324,64	812,62	30.573,24	0,01062	48,474	39,391
<b>Segundo Semestre 2021</b>	391,68	278,98	712,26	29.555,98	0,00944	35,669	25,405
<b>Primer Semestre 2021</b>	850,33	648,70	762,88	28.933,88	0,02242	28,317	21,602
<b>Segundo Semestre 2020</b>	776,01	637,73	821,81	28.713,19	0,02221	23,488	19,302
<b>Primer Semestre 2020</b>	755,73	586,85	776,53	28.122,86	0,02087	28,517	22,144

Conforme a la información presentada en el cuadro anterior, el costo de racionamiento contenido en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo del segundo semestre de 2022 es de 0,01123 [UF/kWh], y el promedio del costo de racionamiento de las últimas 6 fijaciones es de 0,01613 [UF/kWh], por lo que se utilizará el valor señalado para el cálculo del monto de pago por kW-hora de déficit, que en pesos equivale a 364,45 [\$/kWh].

El valor del tipo de cambio y Unidad de Fomento (UF) utilizado en las conversiones expuestas en la tabla precedente corresponden al promedio del dólar observado de los Estados Unidos de América y el promedio mensual de la UF del segundo mes anterior al establecido para la comunicación del Informe Técnico Definitivo correspondiente, respectivamente.

El precio básico de energía utilizado para el cálculo del monto del pago por kilowatt-hora de déficit es el Precio Básico Energía Quillota 220 kV contenido en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo del segundo semestre 2022, correspondiente a: Precio Básico Energía Quillota 220 kV = 52,599 [US\$/MWh] x 849,39 [\$/US\$] = 44,677 [\$/kWh].

Conforme a lo ya expuesto, el valor del costo de racionamiento a utilizar corresponde a 364,45 [\$/kWh]. Así, el cálculo del monto del pago por kilowatt-hora de déficit es el que se expresa a continuación:

$$\text{Pago por kW-hora de déficit: } 364,45 \text{ [$/kWh]} - 44,677 \text{ [$/kWh]} = 319,773 \text{ [$/kWh]}$$

Así, el valor para cada kilowatt-hora de déficit a ser compensado, o precio del kilowatt-hora de déficit, resulta igual a 319,773 [\$/kWh], considerando el costo de racionamiento y el



correspondiente precio básico de la energía contenidos en el Informe Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional del segundo semestre de 2022, aprobado mediante Resolución Exenta N° 633, de 16 de agosto de 2022.

En cuanto a la determinación del consumo normal en horas de corte de una distribuidora, éste se determinará como el consumo base total en horas de corte de sus clientes sometidos a regulación de precios, incrementado en una tasa anual de crecimiento del consumo correspondiente a 1,9%, conforme a los antecedentes contenidos la fijación de precios de nudo del segundo semestre de 2022<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> La tasa utilizada en el presente informe aísla el efecto del traspaso de clientes regulados a libres proyectado, con el objeto de obtener una adecuada representación del incremento del consumo de los clientes sometidos a regulación de precios.