

Santiago, 16 de septiembre de 2025

DE 05819-25

Señora
Vannia Toro B.
Gerente General
EMOAC SpA
Presente

Ref.: Consultas sobre antecedentes y criterios de programación y operación en tiempo real, para los días 16 y 17 de junio de 2025.

[1] Carta Copec Emoac del 8 de julio de 2025 de la empresa EMOAC SpA (ingreso DE06536-25).

[2] Carta IC-OM-00-C340 del 3 de abril de 2025 de la empresa Interchile S.A. (ingreso DE03249-25).

[3] Oficio Ordinario N°24294 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, del 17 de noviembre de 2017.

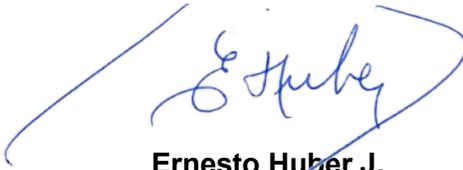
[4] Oficio Ordinario N°108572 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, del 11 de marzo de 2022.

Responde Ingreso DE06536-25.

De mi consideración:

Me refiero a su carta de la Ref. [1], mediante la cual su representada realiza observaciones respecto de indisponibilidades de instalaciones críticas para la operación del SEN, falta de combustible de centrales relevantes, incrementos de los costos marginales del sistema, entre otros aspectos. Adicionalmente, solicita responder un conjunto de consultas relacionadas con la coordinación de los mantenimientos preventivos de instalaciones del sistema de transmisión, así como de la Programación de la Operación y Operación en Tiempo Real (OTR) del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de los días 16 y 17 de junio del 2025.

Al respecto, en el Anexo a la presente comunicación, podrá encontrar las respuestas a cada una de sus consultas. Adicionalmente, manifestamos nuestra disposición para aclarar estas y otras dudas sobre la materia, para lo cual quedamos disponibles para la realización de una Agenda Pública, si lo estima necesario.



Ernesto Huber J.
Director Ejecutivo
Coordinador Eléctrico Nacional

MBM/JPA/JMD/agc
Incluye: Lo indicado

c.c.: Sr. César Smith – Encargado Titular EMOAC SpA.
Sr. Rodrigo Espinoza V., Gerente de Operación.
Sr. Marcelo Bobadilla M., Gerente de Mercados.
Sr. Juan Pablo Avalos V., Subgerente de Programación y Análisis Económico.
Sr. Juan Marcos Donoso N., Jefe Dpto. Programación de la Operación.

ANEXO Carta DE 05413-25

A continuación, realizamos las siguientes aclaraciones a cada una de las consultas efectuadas mediante carta de fecha 8 de julio de 2025 remitida por la empresa COPEC EMOAC SpA (ingreso DE06536-25):

1. Respuesta a consulta punto II parte (i):

La responsabilidad de realizar los mantenimientos preventivos sobre las instalaciones que operan interconectadas en el Sistema Eléctrico Nacional es exclusiva de las empresas coordinadas. En este contexto, el Coordinador realiza la programación de los mantenimientos preventivos con el propósito de preservar la seguridad del servicio y la operación más económica del SEN. En efecto, de acuerdo con la normativa vigente, el Coordinador elabora cada seis meses, para un horizonte de 24 o 18 meses, según corresponda, el Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor (PMPM) de las instalaciones de Sistema Eléctrico Nacional (SEN) sujetas a su coordinación. Es responsabilidad de los Coordinados enviar una propuesta de Mantenimiento Preventivo Mayor de sus instalaciones sujetas a coordinación, la que se utiliza como insumo principal en la elaboración del PMPM.

Para garantizar los principios de la operación indicados en el artículo 72º-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), el Coordinador utiliza un modelo de coordinación hidrotérmico de largo plazo (PLP), para simular la operación segura y económica del SEN considerando los horizontes del PMPM antes señalados. La simulación del modelo PLP utiliza las bases de la Programación de la Operación de la Etapa Mediano Plazo y se incluyen las propuestas de Mantenimiento Preventivo Mayor enviadas por las empresas coordinadas. Posteriormente, mediante un proceso iterativo, en el que se analizan todos los trabajos de mantenimiento y fechas propuestas u otras alternativas posibles, se concluye con la aprobación, postergación o rechazo de los mantenimientos propuestos por los Coordinados, dejando el resultado final de la elaboración del PMPM disponible para la revisión de las empresas coordinadas, quienes cuentan con un plazo de 10 días hábiles, desde la publicación del PMPM, para realizar observaciones mediante la plataforma dispuesta por el Coordinador para dichos fines, según lo establece la normativa vigente.

Sin perjuicio de lo anterior, las empresas coordinadas pueden solicitar la anulación, postergación o incluso, proponer nuevas fechas para mantenimientos rechazados en el PMPM, respetando los plazos y las condiciones establecidas en la normativa vigente. Las modificaciones que propongan al PMPM deben ser debidamente justificadas y serán nuevamente analizadas a través de un proceso de simulación idéntico al desarrollado para la elaboración del PMPM.

Una vez que los Mantenimientos Preventivos Mayores propuestos por las empresas coordinadas se encuentren incluidos en el PMPM y sean aprobados por el Coordinador, se generará una solicitud de trabajo de curso normal en la plataforma dispuesta por el Coordinador para la elaboración del Programa de Solicitudes de Curso Normal, la que, finalmente, será evaluada por el Coordinador aplicando criterios de seguridad y operación económica, considerando las condiciones sistémicas en que se encuentre el SEN previo a la ejecución del trabajo.

2. Respuesta a consulta punto II parte (ii):

La correcta ejecución de los Mantenimientos Preventivos Mayores de las instalaciones sujetas a la coordinación del Coordinador, contenidos en el PMPM, son de exclusiva responsabilidad de las empresas coordinadas. Sin perjuicio de lo anterior, tanto la LGSE en su artículo 72º-2, así como el artículo 7 del Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS125/2017), facultan a este Coordinador para realizar auditorías e inspecciones periódicas a las instalaciones del SEN, las que, incluso podrían realizarse, con motivo de verificar la correcta ejecución de un Mantenimiento Preventivo Mayor. Por ejemplo, para el caso de las instalaciones de 500 kV ubicadas desde la S/E Nueva Cardones hasta la S/E Polpaico, este Coordinador instruyó la realización de una auditoría técnica, actualmente en ejecución.

3. Respuesta a consulta punto II parte (iii):

Los trabajos de mantenimiento mayor programados por Interchile S.A. en los tramos de las líneas de transmisión 2x500kV entre las SSEE Nueva Maitencillo, Nueva Pan de Azúcar y Polpaico, originalmente fueron programados para comenzar con la línea 2x500kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico. Sin embargo, habida cuenta de las condiciones sistémicas y la restricción asociada a los trabajos de reemplazo de los espaciadores amortiguadores de dicha línea, que deben ejecutarse en horario diurno por condiciones de seguridad para las personas y las instalaciones, así como la necesaria coordinación con solicitudes de desconexión/intervención en otros tramos del corredor de 220kV, se gestionó con Interchile la modificación del programa original, resultando en el cronograma que fue informado mediante la carta de la Ref. [2].

Adicionalmente, Interchile justificó la fecha de programación y ejecución de los mantenimientos como un plan de acción presentado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) debido al hallazgo del efecto *fretting* en el corredor de 500 kV Cardones – Polpaico. Este plan de acción debía ser ejecutado previo a la temporada de invierno, para evitar condiciones meteorológicas que complicaran la ejecución de los trabajos y las bajas temperaturas que podrían profundizar el fenómeno detectado.

De acuerdo con lo ya señalado, el Coordinador elabora cada seis meses, para un horizonte de 24 o 18 meses, según corresponda, el Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor (PMPM) de las instalaciones del SEN sujetas a su coordinación. Es responsabilidad de los Coordinados enviar una propuesta de Mantenimiento Preventivo Mayor de sus instalaciones sujetas a coordinación, la que se utiliza como insumo principal en la elaboración del PMPM.

Respecto de la anticipación y planificación para autorizar los mantenimientos, remitirse a la respuesta a la consulta del punto II parte (i).

4. *Repuesta a consulta punto II parte (iv)*

De acuerdo con la normativa vigente, correspondiente al Anexo Técnico: Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor, el Coordinador realiza un análisis del impacto técnico y económico que producirán los trabajos de Mantenimiento Preventivo Mayor propuesto e informado por cada Coordinado. A partir de las conclusiones de dicho análisis, el Coordinador resuelve fundadamente la factibilidad de planificar cada trabajo en las fechas propuestas por el Coordinado o en un periodo alternativo propuesto por el Coordinador.

En relación con lo anterior, el artículo 10 del citado Anexo Técnico establece los antecedentes mínimos a considerar por el Coordinador:

“...Para estos análisis el Coordinador evaluará las condiciones esperadas de operación del SEN, considerando los antecedentes utilizados para el desarrollo de la Programación de la Operación que se encuentre vigente, según corresponda. El análisis deberá considerar, al menos, los siguientes antecedentes, según sea aplicable:

- a. Previsión de demanda para el periodo de estudio;*
- b. Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor vigente;*
- c. Indisponibilidades de unidades generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía y del Sistema de Transmisión;*
- d. Fechas de entrada y salida de servicio de unidades de generación, Sistemas de Almacenamiento de Energía y de instalaciones del Sistema de Transmisión;*
- e. Precios y disponibilidad esperada de los combustibles;*
- f. Pronóstico Centralizado de Caudales definido en el Capítulo de Programación de la Operación de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, o la norma que la reemplace; y*
- g. Las variables técnicas informadas, de acuerdo con el literal m del Artículo 8 del presente AT, correspondientes a las instalaciones cuyos mantenimientos se analizan en la programación en curso.”*

Los mantenimientos programados de las unidades de generación y de instalaciones de transmisión, entre otras, las unidades del complejo Nehuenco, están sujetos a la coordinación del Coordinador, y, por consiguiente, los antecedentes mínimos considerados en la evaluación de la programación de tales mantenimientos consideran la disponibilidad del parque de generación y de instalaciones del sistema de transmisión del SEN, sean estas calificadas como críticas o no críticas, vigentes y proyectadas para el periodo en que se ejecutará el respectivo mantenimiento.

5. *Repuesta a consulta punto II parte (v)*

En virtud de la información del estado del SEN, este Coordinador no observó riesgo de falla sistémica inminente que implicara un posible déficit de abastecimiento en el sistema para el 16 y 17 de junio de 2025, sino una situación ajustada y puntual en el abastecimiento.

Toda la información, pre y posoperación del SEN para los días indicados es de dominio público y se encuentra disponible en el sitio web www.coordinador.cl, dispuesto para dichos fines. Adicionalmente, es oportuno precisar que el incremento en los costos marginales instantáneos de energía no otorga a este Coordinador la facultad para establecer una condición de emergencia sistémica.

6. Respuesta a consulta punto II parte (vi)

Respecto del despacho de las unidades del complejo Nehuenco con combustible diésel, cabe señalar que, conforme con lo dispuesto por la SEC en sus oficios de Ref. [3] y [4], dicha operación está permitida exclusivamente bajo condiciones de emergencia sistémica, definidas como:

- a) *Que el Coordinador interprete que debe prevenir un riesgo o falla sistémica inminente que exija la operación de una o más unidades del complejo Nehuenco.*
- b) *Cuando se requiera la operación de dichas unidades en aplicación del Plan de Recuperación de Servicio del Sistema.*
- c) *Cuando se produzcan situaciones asociadas a las que se refiere el artículo 163 de la LGSE, según lo determine el correspondiente decreto dictado por el Ministerio de Energía.*

En consecuencia, considerando la información disponible respecto del estado del SEN los días 16 y 17 de junio de 2025, este Coordinador no advirtió condiciones de emergencia sistémica, ya que no se configuraron los supuestos habilitantes para instruir el despacho del complejo Nehuenco utilizando combustible diésel.

7. Respuesta a consulta punto II parte (vii)

Las declaraciones de stock y disponibilidad de combustibles de las centrales de generación eléctrica que se encuentran sujetas a la coordinación del Coordinador se detallan en la "Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional – Capítulo sobre Declaración de Costos Variables y Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen Gas Natural Licuado Regasificado", las que consideran los siguientes antecedentes de respaldo: informes de adquisición de combustible, acuerdos de suministro, embarques asociados, disponibilidad de corto y largo plazo, entre otros antecedentes.

De acuerdo con lo anterior, dentro los antecedentes mínimos considerados en la evaluación de la programación de mantenimientos de generación-transmisión del SEN, se considera la disponibilidad de combustibles del parque de generación, tanto vigentes como proyectadas para el periodo en que se realizará el respectivo mantenimiento, según lo indicado en la respuesta a la consulta del punto II parte (iv). Sin perjuicio de lo anterior, situaciones imprevistas que afecten el suministro de un combustible, tales como cortes en el suministro de gas natural importado desde Argentina, se analizan previo a la autorización de la Solicitud de Curso Normal, según lo señalado en la respuesta a la consulta del punto II parte (i).