



POR UN CHILE
100% RENOVBABLE

Modificación DS 125/2017

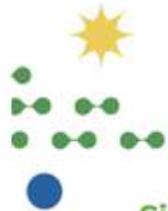
14 de mayo de 2024



AGENDA



- 1. COMENTARIOS/PROPUESTAS DE ACERA RESPECTO DE DIAGNÓSTICO MEN/CNE/CEN.**
- 2. COMENTARIOS/PROPUESTAS DE ACERA RESPECTO DE OTRAS MATERIAS.**



Diagnóstico Nuevas Tecnologías

Sistemas Generación - Consumo

Diagnóstico	Situación actual	Potenciales Consecuencias	Consideraciones
La Ley N°21.505 incorporó la definición de Sistemas Generación-Consumo y derivó a reglamento la definición de las disposiciones aplicables. Por lo anterior, se requiere aclarar en el reglamento aprobado por el DS125 las disposiciones aplicables a estos sistemas , incluyendo las consideraciones que deben cumplir dichas las instalaciones para ser clasificadas dentro de esta categoría.	<ol style="list-style-type: none">1. Ley N°21.505 establece que los cargos asociados a clientes finales serán sólo en base a la energía y potencia retirada del sistema, y en ningún caso por la energía y potencia autoabastecida.2. Al ser un mecanismo nuevo a nivel legal, no existe un tratamiento reglamentario. Reglamentariamente existen mecanismos similares, como el caso de los autoprodutores.	<ol style="list-style-type: none">1. La falta de una definición reglamentaria puede provocar diferencias interpretativas del marco legal.2. Estas diferencias de interpretación pueden producir incertidumbre en los actores, lo que a su vez puede generar retrasos en el desarrollo de proyectos relevantes para el país.	<p>Se identifica la necesidad de entregar claridad a los actores que buscan desarrollar este tipo de proyectos, y mantener la eficiencia en la asignación de costos del sistema a todos los usuarios.</p> <p>Por otra parte, es relevante que el tratamiento establezca límites claros que eviten interpretaciones erróneas por parte de los agentes que puedan optar a esta figura.</p>

COMENTARIOS ACERA: SISTEMAS GENERACIÓN-CONSUMO

1. Definición y calidad de coordinado:

- Es necesario incluir la definición de Sistemas Generación-Consumo a nivel de reglamento (Art.2) y otorgarles la calidad de Coordinado (Art.10°).

2. Cargos aplicables:

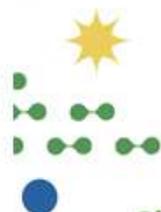
- Se sugiere explicitar los siguientes puntos:
 - Cargos a clientes finales son sólo por la energía y potencia retirada del sistema y no por energía y potencia autoabastecida.
 - Cargos a prorrata de retiros no les aplican, ya que, de acuerdo con su definición legal, sus retiros deben ser realizados mediante un suministrador.

3. Definición de punto de conexión al sistema:

- La definición legal establece que debe existir un único punto de conexión al sistema.
- Las instalaciones de transmisión internas del proyecto fueron diseñadas para abastecer un proceso productivo determinado, y, por lo tanto, no deben estar sujetas a acceso abierto.
 - **Propuesta:** Se propone homologar el criterio aplicable a una central generadora, es decir, que el punto de conexión al sistema de transmisión sea el lado de alta tensión de su transformador de poder (Art. 1-7° de la NTSyCS).

4. Régimen para inyección de excedentes:

- Se requiere regular el régimen para la inyección de excedentes.
- Se debe respetar el principio de que la central de generación del sistema generación-consumo abastece primordialmente un proceso productivo, por lo tanto, el titular del proyecto debiese reportar excedentes disponibles para ser inyectados al sistema.



Diagnóstico Nuevas Tecnologías

Sistemas de Almacenamiento de Energía

Diagnóstico	Situación actual	Potenciales Consecuencias	Consideraciones
<p>Existen diversos elementos relacionados con la operación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía que han generado incertidumbre en los actores del mercado:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Complejidad en el conjunto de reglas aplicables en las etapas de la programación de la operación y la operación en tiempo real. 2. Potenciales ineficiencias en la determinación del programa de retiro de los sistemas de almacenamiento de energía. 3. Incertidumbre en los mecanismos para la determinación del programa de inyecciones de los sistemas de almacenamiento, determinación de los costos de oportunidad, costos variables, entre otros. 	<p>Los elementos identificados cuentan con las siguientes definiciones a nivel reglamentario:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema define reglas diferenciadas según tipo de instalación. 2. Actualmente, los retiros de energía deben definirse a través de un proceso iterativo entre el Coordinado y Coordinador. El DS70, actualmente en Contraloría, eliminará el proceso iterativo para establecer que el propietario define su programa de retiros. 3. Sobre las inyecciones, el reglamento establece dos alternativas, la primera corresponde a la incorporación del almacenamiento en el listado de prioridad de colocación, a partir de un costo variable asociado al costo de retiro de la energía almacenada, y la segunda la determinación de un costo de oportunidad de la energía almacenada. 	<p>Si la regulación actual se mantuviera vigente, se pueden generar las siguientes consecuencias:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Aplicación de reglas diferenciadas produce incertidumbre para el desarrollo de nuevos proyectos de almacenamiento, nuevos modelos de negocio o nuevas soluciones tecnológicas. 2. El proceso iterativo del programa de retiros definido en la regulación vigente no es eficiente en la medida que aumente la cantidad de sistemas de almacenamiento instalados en el sistema, o practicable en un contexto en que se realice el proceso de programación cercano a la operación en tiempo real. 3. La determinación de inyecciones de un sistema de almacenamiento a partir de un costo variable asociado al costo de retiro de la energía almacenada puede resultar en soluciones ineficientes respecto al aprovechamiento de la energía almacenada. Por otro lado, se requiere de una definición regulatoria respecto a reglas de desempate en circunstancias en que la operación de diversos sistemas de almacenamiento resulta indiferente a nivel sistémico para mantener un criterio proporcionalidad entre Coordinados. 	<p>Se propone considerar los siguientes elementos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Simplificación y armonización del conjunto de reglas asociadas a los sistemas de almacenamiento para entregar certeza a los actores del sistema. 2. Determinación de inyecciones y retiros requiere de un balance entre generar certeza a los propietarios, la operación eficiente del sistema, y la factibilidad de implementación.

Modificación DS 125 | 15

COMENTARIOS ACERA: SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA (SAE) 1 de 3



1. Habilitar a SAE para efectuar retiros destinados a clientes finales:

- Art. 95°: Coordinados titulares únicamente de Sistemas de almacenamiento no pueden efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con empresas distribuidoras o clientes libres.
- Esta restricción fue establecida de forma previa a Ley de almacenamiento que habilitó a SAE Stand-alone a participar en el mercado de corto plazo.
- Los contratos reducen incertidumbre del mercado spot y permiten acceder al financiamiento de los proyectos.
- Las licitaciones de suministro de clientes regulados permiten respaldar ofertas con sistemas de almacenamiento y en la licitación 2023/01 se estableció un estímulo para ofertas respaldadas en tecnologías que gestionen energía.
 - **Propuesta:** Modificar restricción, de manera que ésta solo aplique para Coordinados de sistemas de almacenamiento destinados a incorporarse como infraestructura asociada al sistema de transmisión.

2. Parámetros técnicos para considerar en la programación de la operación:

- Es necesario especificar consideraciones para la programación de la operación de los SAE, que permitan resguardar la seguridad de dichas instalaciones.
 - **Propuesta:** Para la programación de la operación de los SAE se deben considerar los parámetros informados por sus titulares, como, por ejemplo: eficiencia, ciclos de carga-descarga permitidos, niveles máximos y mínimos de carga, etc.

3. Modos de operación:

- Definir un modo de operación “stand-by” diferente de los modos “inyección” y “retiro” (SAE - Art. 92°) y de los modos “carga”, “descarga” y “generación directa” (CRCA - Art. 110°).
- Cuando el CEN instruya a los SAE o a las CRCA a cambiar su modo de operación por motivos de seguridad, se deben valorizar y remunerar los costos que esto implica (Art. 96° y Art. 114°).

4. Costos asignados a retiros para el proceso de almacenamiento:

- El Art. 97° lista los cargos aplicables a clientes finales de los que se encuentran exentos los retiros de energía destinados para el proceso de almacenamiento de un SAE.
- Bajo el principio de que dichos retiros no son destinados a abastecer un cliente final, no debiesen estar sujetos a cargos asociados a clientes finales ni a cargos aplicables a prorrata de retiros.
 - **Propuesta: Los retiros de energía destinados para el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales ni a cargos aplicables a prorrata de retiros.**

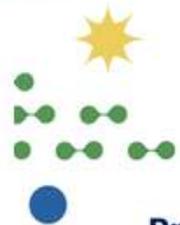
5. Determinación de modo inyección de un SAE:

- El art. 103° establece que el CEN determinará las inyecciones de un SAE optando entre dos metodologías:
 - A partir del listado de prioridad de colocación, utilizando un costo variable determinado a partir del promedio de los CMg en la barra de retiro durante el proceso de carga.
 - A partir de la optimización del sistema, asignando un valor a la energía almacenada el que no podrá ser inferior a la metodología indicada en el punto anterior.
- El CEN debe determinar costo de oportunidad de la energía gestionable cuando la capacidad de almacenamiento implique un impacto relevante (Art.37).
- El art. 103° introduce incertidumbre al inversionista respecto a la operación de su sistema de almacenamiento, ya que no es claro qué se entiende por “impacto relevante” para determinar la metodología aplicable a su instalación, ni si se reconocerán adecuadamente los costos de oportunidad de su SAE.

Propuesta: Para determinar las inyecciones de un SAE, el CEN deberá calcular su costo de oportunidad, manteniendo restricción de que al menos cubran sus costos de retiro.

6. Condición especial para descarga de Sistemas de almacenamiento:

- Es necesario establecer consideraciones que permitan abordar aquellos casos en los cuales el Sistema de Almacenamiento quede con un Costo Variable alto, que no le permita descargarse dentro de un horizonte de tiempo determinado.



Diagnóstico

Coordinación de la Operación

Prorratas de generación

Diagnóstico	Situación actual	Potenciales Consecuencias	Consideraciones
El artículo 45 del Reglamento establece que, para la programación de la operación, cuando exista más de una central de generación con igual costo variable (incluido el caso de CV cero) y no exista capacidad suficiente de colocación, el Coordinador deberá reducir a prorrata de la capacidad máxima. Se ha planteado la incertidumbre respecto a cómo este artículo debe ser aplicable a instalaciones que operan bajo un régimen de autodespacho.	El Coordinador ha publicado un procedimiento interno para la aplicación del artículo 45 en el cual, dadas las limitaciones técnicas en el contexto de la programación, entre otros argumentos, se excluye a las instalaciones que operan con autodespacho de la aplicación de la reducción ante igual costo variable.	Persistencia en la incertidumbre respecto a cómo este artículo debería aplicarse a las instalaciones que operan bajo un régimen de autodespacho.	La solución regulatoria debe tener en cuenta el balance entre un principio de proporcionalidad de la normativa ante los distintos agentes del sistema y las potenciales limitaciones técnicas asociadas al monitoreo y control de instalaciones de menor tamaño. La propuesta que se discuta en el marco de este diagnóstico se coordinará con la discusión de una potencial modificación regulatoria del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía.

COMENTARIOS ACERA: PRORRATAS DE GENERACIÓN (1 DE 2)

1. Tratamiento de instalaciones que operan bajo régimen de autodespacho:

- El DS 125/2017 establece una serie de mandatos relativos a abordar las consideraciones del régimen PMG/PMGD en el DS 244 o en el reglamento que lo reemplace (Art. 18°, Art.31°, Art.73° y Art 89°).
- El régimen de autodespacho es sólo una de las condicionantes que aplican sobre el régimen PMG/PMGD, y abordarla de manera particular en la revisión del DS 125 no permitiría tener una visión integral respecto a su compatibilidad e impacto con las otras modificaciones que se gatillen en la revisión del DS 88.
 - **Propuesta: Abordar este tema en el contexto de la modificación del DS 88.**

2. Variable a considerar para aplicación de prorratas: Actualmente el reglamento establece que la prorrata se realiza a partir de la potencia máxima de las centrales (Art. 45).

- **Propuesta: Utilizar potencia disponible para efectuar prorratas de recorte de generación.**

3. Trazabilidad de recortes de generación: Se detecta espacio para mejorar en la trazabilidad de la determinación de recortes que efectúa el CEN.

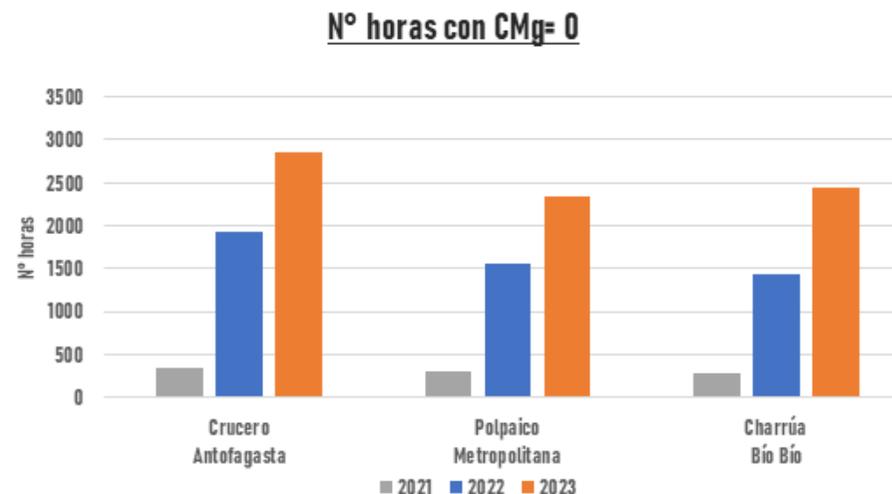
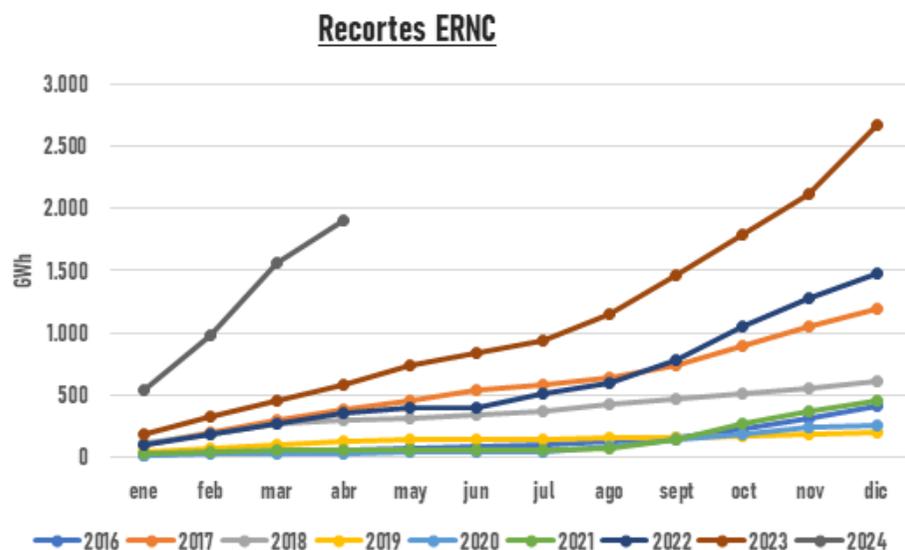
- **Propuesta: El CEN deberá publicar la energía disponible, la energía recortada y el factor de prorrata aplicado a cada central, al menos con resolución horaria, y todo elemento que permita replicar el cálculo de prorratas de recortes de generación.**

COMENTARIOS ACERA: PRORRATAS DE GENERACIÓN (2 DE 2)



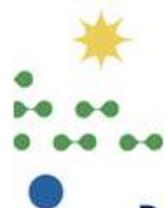
4. Habilitación de mercado de reasignación de recortes:

- Tendencia al alza en recortes de generación ERNC y en exposición a costo marginal cero.



Propuesta:

- Habilitar la implementación de un mercado de reasignación de recortes de generación, respetando la minimización de costos del sistema y los criterios de seguridad que se deben aplicar. La motivación de esta propuesta es que existen distintas posiciones comerciales entre los agentes que estarían dispuestos a tranzar, otorgando una medida de mitigación adicional para los actores sujetos a recortes.
- Se propone que las plantas que a las que no se les pudo aplicar un recorte por restricciones operacionales declaradas por ellas mismas, transen ese recorte no aplicado con las plantas cuya generación resultó recortada. Esto entrega un incentivo para que las plantas sean más flexibles y así busquen medidas para mitigar sus restricciones operacionales.



Diagnóstico

Coordinación de la Operación

Despacho económico automatizado

Diagnóstico	Situación actual	Potenciales Consecuencias	Consideraciones
<p>La mayor integración de recursos variables y tecnologías flexibles requiere avanzar hacia la utilización de un despacho económico (SCED) automatizado.</p> <p>El uso de herramientas de despacho económico se puede ver limitado por requerimientos reglamentarios, por ejemplo, el requerimiento de reducción a prorrata de potencia máxima definida en el artículo 45 del Reglamento.</p>	<p>Actualmente no se encuentra implementado un despacho económico automatizado. Sin embargo, en el contexto de la implementación de un despacho económico (SCED) automático, los ajustes a prorrata de la potencia máxima solo podrían aplicarse para establecer límites operativos de las plantas, y bajo condiciones normales de operación, dado que el SCED debe considerar las restricciones técnicas de las plantas - como lo son las tasas de subida y bajada - para establecer las consignas periódicas (por ejemplo, cada 5 minutos).</p> <p>Por otro lado, ante condiciones de violación de un límite de transmisión, el SCED debe actuar en forma rápida y eficiente que permita atender dicha violación, previo a aplicar criterios económicos u otro como la prorrata a potencia máxima, esto conforme al estándar de estas herramientas.</p>	<p>Existe un riesgo de no poder implementar un despacho económico automatizado, al no poder instruir consignas a prorrata de las potencias máximas en cada ciclo de operación del SCED.</p>	<p>Se requiere analizar un balance entre la necesidad de implementar herramientas de despacho automatizado que se hagan cargo del dinamismo operacional del sistema y los criterios de proporcionalidad de la normativa ante los distintos agentes del sistema considerando las restricciones técnicas propias del parque generador, límites operativos y los riesgos operacionales que deben resolver de estas herramientas.</p>

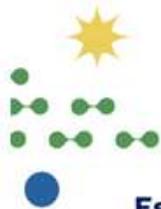
COMENTARIOS ACERA: DESPACHO ECONÓMICO AUTOMATIZADO



1. Proyecto Security Constraint Economic Dispatch (SCED):

- Se requiere contar con mayor certeza regulatoria respecto del proyecto Security Constraint Economic Dispatch “SCED” que se encuentra llevando a cabo el Coordinador.
 - **Propuesta:** Incluir disposición que mandate al Coordinador y a los Coordinados transitar a la utilización de metodologías tipo SCED, expresando que la resolución mínima que deben tener las consignas, como también que los tiempos de recepción y de respuesta de la infraestructura, serán reguladas de acuerdo con lo que establezca la norma técnica.

DIAGNÓSTICO MEN/CEN: ESQUEMAS DE CONTROL AUTOMÁTICO



Diagnóstico

Coordinación de la Operación

Esquemas de control automático

Diagnóstico	Situación actual	Potenciales Consecuencias	Consideraciones
El literal j) del art 117, se establece que el Coordinador, para efectos de cumplir las funciones de despacho y control, deberá implementar esquemas de control automático que optimicen la operación del sistema eléctrico. Sin embargo, no existe claridad normativa respecto a las obligaciones de los Coordinados para dar cumplimiento a dichas funciones.	Actualmente el Coordinador ha realizado requerimientos a los Coordinados que le permitan cumplir con la implementación de esquemas de control automático. No obstante, no ha sido claro para todos los Coordinados que tengan la obligación de cumplir con estos requerimientos, lo que ha repercutido en consultas de interpretación normativa a la SEC, atrasando la implementación de procesos que son necesarios para la operación eficiente del sistema ante una mayor integración de recursos variables.	El principal riesgo de esta incertidumbre regulatoria es no poder avanzar con la implementación de esquemas de control automático que optimicen la operación del sistema eléctrico de acuerdo con lo que establece la Ley y dadas las necesidades del sistema.	Es relevante que la implementación de esquemas de control automático siga un criterio de eficiencia económica , apuntando a la optimización de la operación del sistema como lo establece la Ley.

COMENTARIOS ACERA: ESQUEMAS DE CONTROL AUTOMÁTICO

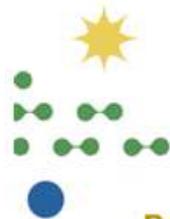
1. Plan anual de proyectos a cargo del CEN que permita minimizar los costos de operación del sistema.

- Los tiempos de desarrollo de la transmisión son considerablemente mayores a los tiempos de desarrollo de la generación. Esto contribuye a la existencia de congestiones, desacoples de precios y recorte de generación ERNC. En este contexto, es fundamental optimizar el uso de las instalaciones de transmisión existentes en el sistema.
- El CEN, en su calidad de operador del sistema, es el organismo más apto para detectar las inversiones y políticas operacionales que permitirían desarrollar una operación más eficiente. Además, tiene la capacidad de instruir a los Coordinados, lo que permite disminuir los tiempos de implementación de las iniciativas necesarias.
- La versión del proyecto de ley de transición energética ingresada al Congreso establecía que el CEN debía realizar un plan de innovación y modernización para la operación y coordinación del sistema eléctrico cuyo contenido y horizonte se definirá en el reglamento.
 - Entre los contenidos que como mínimo debe tener este plan, se encontraban:
 - Plan de acción con medidas tendientes a la automatización de la operación del mercado eléctrico, metodologías de trabajo y requerimientos de detalle que sean necesarios para el cumplimiento de las funciones del CEN.
 - Propuesta de herramientas de control y supervisión que permitan un uso óptimo de la red de transmisión mediante tecnologías de mejoramiento de red, como DLR y automatismos.

COMENTARIOS ACERA: ESQUEMAS DE CONTROL AUTOMÁTICO

Propuesta:

- Mandatar al CEN a elaborar un plan anual que permitan minimizar los costos del sistema.
 - El mencionado plan debe tener un carácter vinculante, respaldado por un estudio de carácter sistémico que incluya la evaluación de soluciones tipo GET (Grid-Enhancing Technologies) que permitan maximizar el uso del sistema de transmisión, tales como: Automatismos de control de transferencias, sistemas de almacenamiento, DLR (dynamic line rating) y PFC (Power Flow Controllers).
- Se propone explicitar la obligación del CEN de implementar, de oficio, los automatismos de control de transferencias, ajustando el texto del artículo 114 literal j) del DS 125/2017.



Diagnóstico Mercado de Corto Plazo

Resguardo de la cadena de pagos

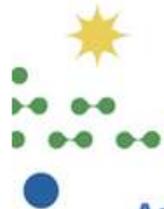
Diagnóstico	Situación actual	Potenciales Consecuencias	Consideraciones
<p>A partir de los compromisos asumidos en la mesa del Mercado de Corto Plazo y de la evidencia recopilada en la práctica, se ha identificado la necesidad de perfeccionar las medidas para resguardar la continuidad de la cadena de pago, tanto en el cálculo de los montos de garantías determinados por el Coordinador, las condiciones de ejecución y la reincorporación al Mercado de Corto Plazo.</p>	<p>Actualmente, la regulación define la metodología que debe seguir el Coordinador para calcular los montos de las garantías asociadas al Mercado de Corto Plazo, para el resguardo de la continuidad de la cadena de pagos, la cual se determina en base a una proyección de la operación del SEN.</p>	<p>Mantener el mecanismo actual asociado a la metodología de cálculo de los montos de garantías, puede generar incertidumbre y un mayor riesgo para los actores del Mercado de Corto Plazo, que en el largo plazo se puede traspasar como riesgo a los usuarios finales.</p>	<p>Se debe analizar tanto la metodología y supuestos para el cálculo de los montos asociados a las garantías del Mercado de Corto Plazo, los criterios de ejecución, como también los criterios de reincorporación al mercado de corto plazo.</p> <p>Este tipo de herramientas o mecanismos deben considerar un adecuado equilibrio entre el riesgo o incentivo que se busca evitar y el cuidado de no introducir barreras a la entrada que injustificada y/o desproporcionadamente, limiten o desincentiven una mayor competencia en los procesos de licitación de suministro.</p>

COMENTARIOS ACERA: MERCADO DE CORTO PLAZO

1. **Envío de información del CEN a la SEC:** El art. 140° establece que el CEN deberá informar a la SEC cualquier conducta que ponga en riesgo la continuidad de la cadena de pagos. En la práctica ha ocurrido un desfase en el flujo de dicha información, reportándose casos ante la SEC que ya habían sido regularizados (Oficio ordinario SEC 220207, de abril 2024).
Propuesta: La información enviada por el Coordinador a la Superintendencia, deberá corresponder al estado de la cadena de pagos, verificada por el Coordinador, como máximo dos días antes a la fecha de envío.

2. **Condiciones para desconexión de clientes libres:**
 - El Art. 143° establece un procedimiento para desconexión de clientes libres en caso de término de contratos de suministro. La SEC ha interpretado que este procedimiento solo aplica en casos de término de vigencia de los contratos.
Propuesta: Suministradores podrán exigir la desconexión de clientes libres en caso del término anticipado del contrato por incumplimiento de cláusulas pactadas bilateralmente entre las partes.

DIAGNÓSTICO MEN/CEN: DECLARACIÓN EN CONSTRUCCIÓN



Diagnóstico

Declaración en construcción

Actualización del proceso de declaración

Diagnóstico	Situación actual	Potenciales Consecuencias	Consideraciones
El reglamento actual no contempla distintos procesos de mejora que se han identificado como necesarios para el proceso de declaración en construcción.	En la práctica se cuenta con resoluciones exentas individuales que son emitidas por la CNE, para los proyectos que son declarados en construcción. Asimismo, se consideran plataformas digitales que apoyan dicho proceso.	No adecuar el reglamento acorde con las necesidades actuales del proceso podría generar incertezas e ineficiencias asociadas al mismo.	Se sugiere incorporar en el reglamento procedimientos que consideren las resoluciones exentas individuales, junto a la consideración del uso de herramientas tecnológicas que optimicen el proceso.

COMENTARIOS ACERA: DECLARACIÓN EN CONSTRUCCIÓN (1 DE 2)



1. Estandarización del proceso:

Propuesta:

- Estandarizar el proceso mediante un procedimiento, incorporar hitos y plazos, tales como, establecer plazos para que la CNE emita observaciones, plazo para dar respuesta y plazo para la conformidad, entre otros, a modo de dar certeza de la duración del proceso, el que no debiera ser superior a 40 días hábiles.
- Establecer actos administrativos asociados a las diferentes etapas del proceso, de manera que los titulares de los proyectos puedan presentar recursos ante la CNE con motivo de discrepancias durante la tramitación de la declaración en construcción.

2. Estipular fechas estimadas de interconexión para obras de transmisión:

- Actualmente, sólo las obras de generación incluyen una fecha estimada de interconexión en la declaración a construcción.
- En el caso de obras de transmisión, sólo se incluye la fecha de puesta en servicio estipulada en el decreto de expansión de la transmisión (Art.22°).
- Agregar la fecha estimada de puesta en servicio de los proyectos de transmisión permitiría constatar el atraso al que están sujetas las obras, y su correspondiente consideración en análisis o estudios que utilicen como input vinculante la información de la declaración en construcción (Art. 52°).

Propuesta:

- La declaración en construcción debe incluir la fecha de interconexión estimada para obras de transmisión, de acuerdo con la información que sea provista por el CEN en su calidad de mandante de las obras licitadas.

COMENTARIOS ACERA: DECLARACIÓN EN CONSTRUCCIÓN (2 DE 2)



3. Declaración en construcción y vigencia del ICC de proyectos PMGD

- El art. 64° del DS 88 señala que la vigencia del Informe de Criterios de Conexión (ICC), necesario para la conexión de proyectos PMGD, tiene una vigencia de 18 meses, plazo que se extiende en la medida de que el proyecto sea declarado en construcción.
- En algunos casos, los plazos de vigencia del ICC no son suficientes para la obtención de la declaración en construcción, siendo la obtención de la RCA favorable y el IFC los requisitos más críticos.

Propuesta:

Abordar este tema en el proceso de modificación del DS 88.

COMENTARIOS/PROPUESTAS SOBRE OTRAS MATERIAS

COMENTARIOS ACERA: ESTÁNDAR DE INFORMACIÓN PUBLICADA POR EL CEN



La disponibilidad y calidad de la información debe permitir a todos los Coordinados ejercer sus derechos respecto de:

- Observar oportuna e informadamente la programación de la operación y los balances de transferencias.
- Observar los actos de coordinación del Coordinador cuando ellos se aparten de la normativa aplicable.

Propuesta:

- Con motivo del último inciso del artículo 72-8° de la LGSE: “*Será de responsabilidad del Coordinador verificar la completitud, calidad, exactitud y oportunidad de la información publicada en los respectivos sistemas de información*”, se propone:
 - Indicar expresamente que en las distintas plataformas con las que debe contar el Coordinador para efectos de publicar la información sean compatibles y consistentes entre ellas.
 - Explicitar que el CEN debe ejercer mecanismos de validación sobre la información reportada por los Coordinados, de manera de detectar errores o inconsistencias y solicitar su rectificación.
 - Enfatizar que el Coordinador deberá desarrollar procedimientos explicativos respecto de los cálculos y herramientas que tiene para procesar los datos, de modo tal que cualquier agente, independiente de su experiencia particular en las herramientas del Coordinador, pueda reproducir íntegramente sus cálculos e identificar los criterios utilizados por el Coordinador para adoptar las decisiones inherentes a la operación del SEN.

COMENTARIOS ACERA: RESTRICCIONES OPERATIVAS

DIAGNÓSTICO

- Existen restricciones operativas, declaradas por los propietarios de instalaciones sujetas a coordinación, no justificadas adecuadamente y/o de origen distinto a la normativa eléctrica (restricciones ambientales, compromisos con terceros u otras).
- Dichos Coordinados no tienen incentivos y/o la obligación para implementar planes que permitan mitigar dichas restricciones o eliminarlas.
- Lo anterior tiene un efecto económico sobre todos los agentes del mercado, que es particularmente perjudicial para algunos de estos agentes, que se ven impedidos de inyectar la producción de energía o aquellos que tienen contratos de suministro, ya que dicha operación fuera de orden económico debe ser remunerada mediante pagos laterales a prorrata de retiros.

Propuestas:

- Las restricciones operativas aplicables deben ser listadas en el Reglamento o en la Norma Técnica, de manera de delimitar situaciones que podrían afectar el despacho.
- Se debe establecer la información que se debe presentar para acreditar una restricción.
- El CEN debe analizar la solicitud y realizar acto expreso de aceptación de las restricciones informadas en forma fundada, según corresponda.
- Las instalaciones sujetas a coordinación, que han informado y presentado formalmente ante el Coordinador restricciones operativas, no podrán recibir las retribuciones a las que hace referencia el artículo 167° (Mínimo técnico) y 168° (Restricciones de origen distinto a la normativa eléctrica) del DS 125/2017, en caso de que no justifiquen la restricción operativa en cuestión, estableciéndose de este modo un incentivo para acreditar dichas restricciones.

COMENTARIOS ACERA: OPTIMIZACIÓN DE PAGOS LATERALES

DIAGNÓSTICO

- Pagos laterales al alza por distintas razones hace necesario perfeccionar reglas aplicables:
 - Adecuación en el marco de políticas públicas que buscan la transición energética.
 - Propietarios de las unidades generadoras que están recibiendo sus costos de operación no tienen incentivos a reducir sus mínimos técnicos y sus eventuales restricciones operacionales.

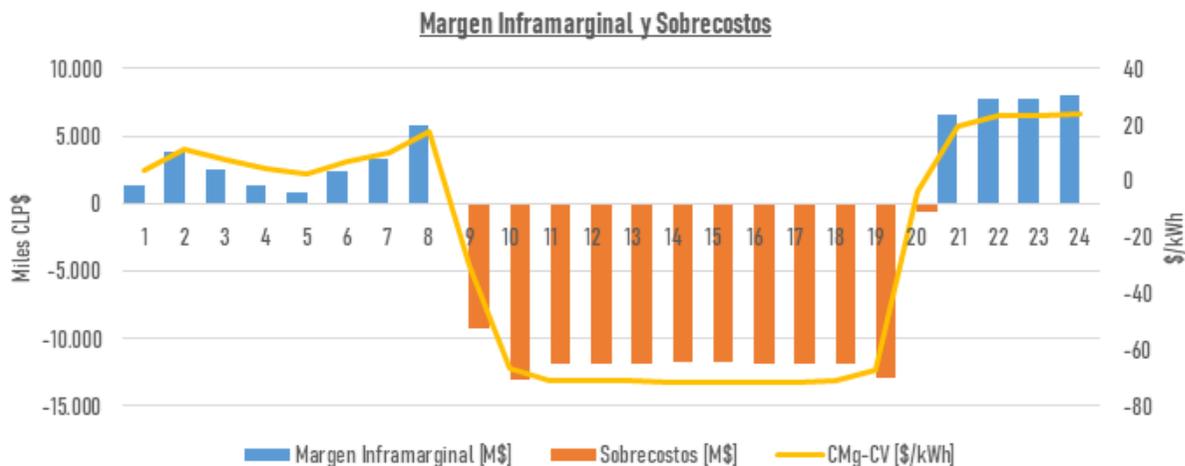
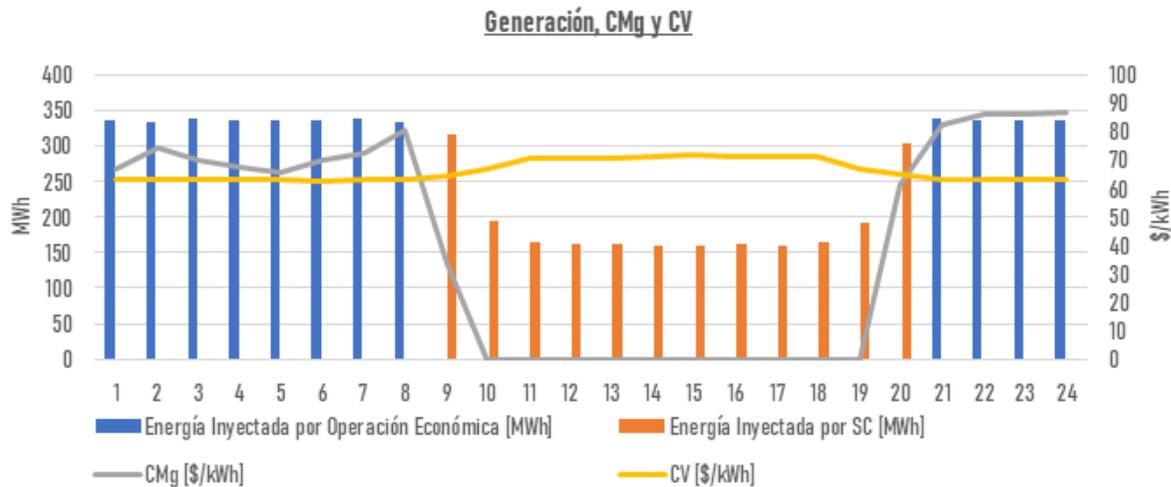
Propuesta:

- Para efectos de los pagos laterales que consagra el DS 125/2017, que deben recibir unidades que utilicen como insumo primario combustibles fósiles, estos deberán calcularse en una ventana diaria, considerando las utilidades inframarginales, de modo que sólo se compensará el costo variable que no sea cubierto.
- Este principio de compensación ya está presente en algunos elementos de la regulación, como, por ejemplo, los costos de partida y parada, el precio estabilizado PMGD y la compensación del impuesto a las emisiones, en donde en primera instancia se realiza un balance individual a nivel de la unidad afecta a recibir compensaciones, y en la medida de que ésta no cubra sus costos en un horizonte determinado, se generan cargos sistémicos a ser financiados a prorrata de retiros.

COMENTARIOS ACERA: OPTIMIZACIÓN DE PAGOS LATERALES



Ejemplo de aplicación de sobrecostos por MT en central a carbón



Situación Actual

Sobrecostos = 130.589 M\$
Compensación = 130.589 M\$

Propuesta

Margen Inframarginal = 51.465 M\$
Sobrecostos = 130.589 M\$
Compensación = 79.124 M\$

COMENTARIOS ACERA: EXENCIÓN DE PLAZO DE NOTIFICACIÓN PARA EL RETIRO, MODIFICACIÓN Y DESCONEXIÓN DE INSTALACIONES

- Es necesario establecer un estándar de etapas y plazos aplicables para el proceso que permite eximirse del plazo indicado en el Art. 31°.
- Para efectos de la exención de plazos de retiro, desconexión y/o cese de operación de centrales generadoras, la Comisión ha utilizado como insumo primordial el informe de seguridad que debe realizar el Coordinador, sin embargo, a diferencia de otras disposiciones, como por ejemplo la dictación de decretos de racionamiento, no existe una obligación para que la Comisión realice análisis adicionales.
- Resulta oportuno que la Comisión verifique la correcta y oportuna validación de los efectos de anticipar el cese de operaciones de una unidad generadora en el mercado de corto plazo, tales como aumentos en los costos sistémicos, efectos en la competencia de los agentes, entre otros, así como los impactos medioambientales y la consistencia con las políticas públicas y la ley marco de cambio climático.
- Actualmente, para aprobar el cambio a ERE el CEN debe evaluar que no se produce afectación significativa de la seguridad de servicio global ni local del sistema, ni se produce un aumento significativo de los costos de operación y falla, ni en los costos marginales del sistema.
 - **Propuesta:** Establecer reglamentariamente que tanto la Comisión como el Coordinador deben realizar análisis complementarios frente a la exención de plazos de centrales generadoras, con tal de resguardar los efectos que tiene dicha exención en los distintos agentes del mercado, en la seguridad de operación del sistema y en el medio ambiente.

COMENTARIOS ACERA: ELABORACIÓN DE NORMA TÉCNICA

- En la actualidad, no está publicada el 100% de Norma Técnica asociada al reglamento de Coordinación y Operación, y debido a la extensión de los temas abordados, la CNE constituyó procesos de elaboración normativa asociados a capítulos específicos de la NT, cada uno con un diferente grado de avance a la fecha.
- En este contexto, surge la duda sobre si dichos capítulos de la NT se publicarán bajo el reglamento vigente, o si todo se mantendrá en espera hasta que exista un nuevo reglamento ¿Se ha coordinado con la CNE cómo se procederá al respecto?

Nº	Procedimiento	Estado
1	NT sobre transferencias económicas	Publicada como NT de Coordinación y operación vía RE CNE
2	NT sobre cálculo de costos marginales	Publicada como NT de Coordinación y operación vía RE CNE
3	NT de declaración de costos variables	Publicada como NT de Coordinación y operación vía RE CNE
4	NT de programación de la operación	Proceso de consulta pública efectuado - pendiente publicación
5	NT sobre funciones de control y despacho	Proceso de elaboración iniciado

Los procedimientos normativos identificados en los numerales 1,2,3,4 y 5 serán sistematizados y unificados en una única Norma Técnica denominada: "Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional".

RESUMEN COMENTARIOS ACERA (1 de 3)

1. Nuevas tecnologías:

• **Sistemas Generación Consumo**

1. Definición y calidad de coordinado.
2. Cargos aplicables.
3. Definición de punto de conexión al sistema.
4. Régimen para inyecciones de excedentes.

• **Sistemas de Almacenamiento de Energía**

1. Habilitar a SAE para efectuar retiros destinados a clientes finales.
2. Parámetros técnicos para considerar en la programación de la operación.
3. Modos de operación.
4. Costos asignados a retiros para el proceso de almacenamiento.
5. Determinación del modo de inyección de un SAE.
6. Condición especial para descarga de SAE.

RESUMEN COMENTARIOS ACERA (2 de 3)

2. Coordinación de la operación

- **Prorratas de generación**

1. Tratamiento de instalaciones que operan bajo un régimen de autodespacho.
2. Variable a considerar para aplicación de prorratas.
3. Trazabilidad de recortes de generación.
4. Habilitación de mercado de reasignación de recortes.

- **Despacho económico automatizado**

1. Proyecto Security Constraint Economic Dispatch (SCED).

- **Esquemas de control automático**

1. Plan anual de proyectos a cargo del CEN que permita minimizar los costos de operación del sistema.

3. Mercado de Corto Plazo

1. Envío de información del CEN a la SEC.
2. Condiciones para desconexión de clientes libres.

RESUMEN COMENTARIOS ACERA (3 de 3)



4. Declaración en Construcción

- **Actualización del proceso de declaración**

1. Estandarización del proceso.
2. Estipular fechas estimadas de interconexión para obras de transmisión.
3. Declaración en construcción y vigencia del ICC de proyectos PMGD.

5. Otros temas

1. Estándar de información publicada por el CEN.
2. Restricciones operativas.
3. Optimización de pagos laterales.
4. Exención de plazo de notificación para el retiro, modificación y desconexión de instalaciones.
5. Elaboración de Norma Técnica



POR UN CHILE
100% RENOVBABLE

Modificación DS 125/2017

14 de mayo de 2024

