



Modificación Reglamento de Coordinación y Operación: Diagnóstico y Propuestas GPM AG

Mayo, 2024

 [gpm-ag](#) www.gpm-ag.cl



¿Quiénes Somos?

¿Quiénes somos?

- GPM es un gremio que **representa a las pequeñas y medianas generadoras eléctricas.**
- Representamos a **13 empresas** socias del rubro energético **con diversas tecnologías**, con más de 3.500 MW instalados en todo el país, que representan cerca del 15% de la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional, que **aportan a la seguridad energética.**
- GPM trabaja impulsando un mercado eléctrico **sostenible, con instituciones y reglas confiables, y de calidad**, que aseguran una cancha pareja para que las empresas pequeñas y medianas puedan competir.



Diagnóstico y Propuestas





Eje 1: Nuevas Tecnologías

Sistemas de generación-consumo

Diagnóstico:

- **Ley 21.505** define solo una característica operativa para los sistemas de generación-consumo, respecto a los cargos asociados a clientes finales.
- **DS 125** no contiene disposiciones operativas adicionales aplicables a los sistemas de generación-consumo.

Propuestas:

- **Reglamento** debe dar **directrices técnicas y operativas** que definan a un sistema de generación-consumo como tal.
- En este sentido, el **Reglamento** debiese describir, por ejemplo:
 - (i) si los sistemas de generación-consumo deben enviar o no pronósticos de generación y/o demanda al Coordinador;
 - (ii) los cargos aplicables a cliente final; entre otros.
- Incluir dentro de la propuesta de **Reglamento de Potencia** el tratamiento a estos sistemas.

Sistemas de almacenamiento (I)

Diagnóstico:

- Los sistemas de almacenamiento *standalone* y sistemas de bombeo cuentan actualmente con un proceso iterativo de coordinación de sus retiros (artículo 99 del DS 125).
- Además, las Centrales renovables con capacidad de almacenamiento tienen un tratamiento distinto, mediante el cual se someten a la optimización por parte del Coordinador.

Propuestas:

a) En términos operativos

- **Concretar** propuestas relacionadas con la **programación de retiros** de los **sistemas de almacenamiento** dispuestos en el DS 70.
- Respecto a la operación de los sistemas de almacenamiento:
 - Habilitar a sistemas de almacenamiento y centrales renovables con capacidad de almacenamiento de **menor impacto** que puedan elegir su mecanismo de operación (retiro e inyección descentralizado o planificado centralizadamente por el Coordinador).
 - Establecer un costo de oportunidad a los sistemas de almacenamiento de mayor impacto, similar al tratamiento de costos de la generación de embalse.

Sistemas de almacenamiento (I)

- iv) Reemplázase, en el artículo 91, la frase “Los Coordinados de Sistemas de Almacenamiento de Energía y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo” por “Los Coordinados de Sistemas de Almacenamiento de Energía, de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo”.
- v) Reemplázase, en el artículo 94, la frase “deberán ser asignados al Coordinado del respectivo Sistema de Almacenamiento de Energía o Centrales con Almacenamiento por Bombeo” por “deberán ser asignados al Coordinado del respectivo Sistema de Almacenamiento de Energía, Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento o Central con Almacenamiento por Bombeo”.
- vi) Intercálase, en el artículo 98, la expresión “, de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento” entre las frases “arbitraje de precios de energía” y “o de Centrales con Almacenamiento por Bombeo”.
- vii) Elimínase, en el artículo 98, la palabra “estimado”.
- viii) Sustitúyase, el artículo 99, por el siguiente: “El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación el programa de retiros comunicado por los Coordinados titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía destinados al arbitraje de precios de energía, de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o de Centrales con Almacenamiento por Bombeo, conforme se establece en el artículo precedente.”.
- ix) Reemplázase, en el artículo 102, la frase “del Sistema de Almacenamiento de Energía o” por “de la”, y la frase “con el programa eficiente de inyecciones y retiros” por “con la programación de la operación”.
- x) Sustitúyase, el artículo 110, por el siguiente: “En las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se distinguen tres modos de operación. El Modo Carga, es aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación o retirada desde el sistema eléctrico en otro tipo de energía para su almacenamiento; el Modo Descarga, mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico; y el Modo Generación Directa, en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación, sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento.

Se entenderá que la energía almacenada en la componente de almacenamiento puede provenir de la energía producida por la componente de generación o de la energía retirada del sistema, debiéndose priorizar lo proveniente de la componente de generación. En el caso de que la energía provenga del sistema, la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento deberá ser considerada como un Sistema de Almacenamiento de Energía para todos los efectos del presente reglamento. Adicionalmente, y de manera excepcional el Coordinador podrá instruir retiros desde el sistema eléctrico en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio, en caso de existir factibilidad técnica para ello.”.

Sistemas de almacenamiento (II)

b) Transferencias económicas

- ❑ Explicitar que pagos por **costo lateral** no sean parte de los cargos a retiros de energía, para carga de los sistemas de almacenamiento (literal adicional al artículo 97 del DS 125).

Artículo 97.- Los retiros de energía para el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. Para tal efecto, los señalados retiros no se considerarán para:

- La acreditación del cumplimiento de la obligación a que se refiere el artículo 150° bis de la Ley;
- El pago correspondiente a clientes finales por uso de los sistemas de transmisión;
- La asignación que se origine a partir del mecanismo de estabilización de precios a que puedan optar los Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida establecidos en la Ley;
- El cálculo de las prorratas de la asignación de los certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada a que se refiere el inciso tercero del artículo 150° ter de la Ley, y
- El pago asociado a clientes finales por concepto de Servicios Complementarios, de acuerdo a la normativa vigente.

Sistemas de almacenamiento (III)

Diagnóstico:

- En **Acceso Abierto** no existe de manera explícita un análisis de capacidad técnica disponible en líneas dedicadas.
- Por ejemplo, es posible considerar escenarios donde centrales solares y almacenamiento **inyectan de manera coincidente**, lo cual es ineficiente para el sistema. Ej.: Un sistema de almacenamiento de 1 hora de duración podría bloquear la capacidad de transmisión en todas las horas de no-sol (15 horas).

Propuesta:

- **Fomentar** el uso eficiente de **líneas dedicadas** por limitación de inyección por congestiones en transmisión, mediante una diferenciación entre el análisis de “horas solares” y “no solares”.
- Para el horario “no solar” se debe permitir el acceso de los sistemas de almacenamiento cuya capacidad permanezca dentro de los niveles de capacidad de transmisión de la respectiva línea, considerando las horas de duración de los sistemas de almacenamiento.



**Eje 2: Coordinación de
la operación**

Prorratas de generación

Diagnóstico:

- Artículo 45° del **Reglamento** establece una regla ineficiente a la reducción en base “a la prorrata de la potencia máxima”.
- La prorrata de colocación en base a potencia máxima genera un **proceso iterativo** con dos alternativas posibles, pudiéndose obtener dos resultados distintos: colocación de generación v/s reducción de generación.
- **DS 125** establece disposiciones diferentes al Procedimiento Interno del Coordinador para la reducción de generación.

Propuestas:

- **Cambiar regla de cálculo de prorrata**, en base a la información dispuesta por los Coordinados (potencia disponible). Al existir una señal de la potencia disponible por parte de la unidad generadora, el recorte de generación deberá realizarse en función de este parámetro (señal en tiempo real), salvo que no puedan enviar dicha señal, aplicándose la potencia máxima.
- Esto incentivará a Coordinados que envíen señales de **disponibilidad de recursos** al SCADA del Coordinador, siempre que la prorrata se aplique al vertimiento y no a la colocación.
- Establecer claramente el **criterio de aplicación** a vertimiento por potencia máxima: si se realizará en base a la colocación de generación o a la reducción de generación.
- Establecer **automatización** en el cálculo óptimo y comunicación de los recortes de generación con respectivo reporte.
- Incluir en **reporte de vertimientos** a todas las tecnologías con costo variable cero y a PMGD, según registro que deben llevar Distribuidoras.

Despacho económico automatizado

Diagnóstico:

- **Irrupción de centrales** de generación renovable y entrada de proyectos de almacenamiento podrían dificultar el uso de la lista de mérito para la operación real.
- **Variabilidad** de la generación renovable requerirá herramientas que entreguen consignas de despacho de forma automática.

Propuestas:

- Avanzar en un despacho económico automático e incluir de manera explícita en el Reglamento esta forma de operación en tiempo real. Optar por un **despacho económico con restricciones de seguridad** (*Security Constrained Economic Dispatch*).
- Considerar al Costo Marginal en tiempo real, que debe provenir del mismo modelo, como el definitivo para entregar certidumbre a los ingresos de energía de los sistemas de almacenamiento. **Determinar el Costo Marginal de manera automática** es fundamental.
- Establecer **procedimiento** en caso de falla del sistema automatizado (lista de mérito u otro procedimiento establecido por Reglamento).
- Establecer **plazo transitorio** para que el Coordinador pueda implementar este mecanismo (certidumbre)

Esquemas de control automático

Diagnóstico:

- Actualmente, el Coordinador tiene la obligación de **implementar esquemas de control automático** que optimicen la operación del sistema eléctrico.
- El problema de lo anterior es que **no se identifican incentivos** para los Coordinados respecto a la implementación de estos esquemas.

Propuestas:

- Establecer que el Coordinador realice un **levantamiento de necesidades/ oportunidades** de implementación de esquemas de control automático, que incluyan hacer una **evaluación económica**, respecto a la implementación este tipo de tecnologías por parte de los coordinados.
- Dejar explícitas en el Reglamento, las **responsabilidades de implementación y operación** de los esquemas de control automático.
- Permitir que **terceros implementen** esquemas de control automático, con la respectiva responsabilidad de operación, previa evaluación del Coordinador.

Prorratas de generación para PMGD

Diagnóstico:

- Generación distribuida tiene un tratamiento específico respecto a su conexión y operación, mediante un **Reglamento** específico, el cual describe las condiciones operativas y reglas que deben aplicarse a los **PMGD**.

En caso de que los estudios de conexión advirtieran de una posible congestión en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD, la capacidad de inyección del PMGD en estudio deberá ser limitada para no provocar dicha congestión de forma de permitir su conexión y operación en la red de distribución. Dicha restricción deberá quedar consignada en el ICC y será condición obligatoria de operación para permitir la conexión del PMGD a la red de distribución.

Artículo 102°.- Ante la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución.

En el caso que sea necesario limitar las inyecciones que los PMGD puedan evacuar al sistema debido a una contingencia que ponga en riesgo la seguridad de servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador deberá limitar dichas inyecciones siguiendo un criterio de eficiencia económica, según los costos variables declarados por los propietarios u operadores de PMGD,

Propuesta:

- **No unificar a PMGD** dentro de los recortes de generación descritos en el Art. 45°.
- **Tratamiento de recortes de generación** deberán ser discutidos y abordados en la mesa de trabajo para la modificación del DS 88, el cual contiene las reglas particulares de régimen de despacho (autodespacho) y limitaciones (ICC y coordinación mediante empresa Distribuidora) que aplican a PMGD.



**Eje 3: Mercado de
corto plazo**

Resguardo de la cadena de pagos (I)

Diagnóstico:

- Respecto a las garantías, tres meses de cálculo podría ser insuficiente. Pagos laterales, potencia, SSCC **no son considerados** dentro del cálculo de las garantías por parte del Coordinador.
- Procedimiento Interno del Coordinador menciona que la garantía revisada se actualizará una vez que se detecte un **incremento o disminución de un 25%** respecto a la garantía entregada por el respectivo Coordinado.
- Coordinador no tiene **plazos definidos** para la revisión de ejecución de boletas de garantías.

Propuestas:

- **Actualización** periódica del cálculo de las garantías, con criterios establecidos por Reglamento.
- **Unificar criterios** en el Reglamento para la actualización de garantías. Disminuir nivel de la cota porcentual para la ejecución de la actualización de una garantía (25% es un valor elevado).
- **Incorporar** pagos laterales, retiros de potencia y SSCC en el cálculo de las garantías.
- Realizar una calificación a empresas generadoras en base a **historial de pago/cumplimiento de la cadena de pagos**. Calcular número de meses a considerar en el cálculo de las garantías en base a esta calificación.

Resguardo de la cadena de pagos (II)

Diagnóstico:

- Respecto a las garantías, tres meses de cálculo podría ser insuficiente. Pagos laterales, potencia, SSCC **no son considerados** dentro del cálculo de las garantías por parte del Coordinador.
- Procedimiento Interno del Coordinador menciona que la garantía revisada se actualizará una vez que se detecte un **incremento o disminución de un 25%** respecto a la garantía entregada por el respectivo Coordinado.
- Coordinador no tiene **plazos definidos** para la revisión y ejecución de boletas de garantías.

Propuestas:

- Incluir en el cálculo del monto de la garantía requerida, las **deudas no saldadas** de balances anteriores.
- Actualizar **plazo de ejecución de garantía** en función de la duración del proceso de las disconformidades. Esto es, desde el momento en que se acumulan las deudas hasta que la empresa es suspendida del MCP.
- Definir plazos en Reglamento para la **toma de acciones del Coordinador** de todos los pasos del proceso, especialmente respecto al proceso de ejecución y pago de las garantías de empresas que fueron suspendidas del Mercado de Corto Plazo.

Resguardo de la cadena de pagos (III)

Diagnóstico:

- Tanto el **Reglamento** como **Procedimiento Interno** del Coordinador para resguardo de la cadena de pagos no prevén señales o incentivos, que eviten comportamientos oportunistas por parte de coordinados, para incumplir contratos que ya no le son beneficiosos.

Propuestas:

- Establecer a nivel reglamentario criterios establecidos de manera explícita para las **acciones del Coordinador** en términos de garantías, suspensión y retorno de Coordinados del Mercado de Corto Plazo.
- Establecer un **mecanismo de compensaciones** por parte de empresas suspendidas del MCP al momento de su reincorporación, para cubrir sobrecostos a empresas afectadas. (no sanciones).
- Establecer que Clientes Libres puedan firmar **contratos de respaldo** para evitar desconexiones en caso de la suspensión de su suministrador. Dichos contratos deberán informarse de dicha forma al CEN.
- Coordinador deberá enviar **antecedentes** a la SEC, quien podrá investigar y aclarar la salida y retorno de empresas al MCP.



Eje 4: Declaración en construcción

Declaración en construcción

Diagnóstico y propuesta:

- Reglamento establece exigencias mínimas para la declaración en construcción.
- Se sugieren modificaciones a este proceso que permitan acelerar y mejorar los procesos de declaración en construcción, que no deben afectar las exigencias mínimas establecidas, para no facilitar comportamientos especulativos.
- Se propone **revisar el proceso**, pues pese a la normativa establecida en el Reglamento, de igual forma existen conductas especulativas, mediante la declaración en construcción de las empresas.
- Se sugiere **automatizar el proceso**, para aligerar trabajo de la CNE o hacer una revisión si dicha facultad debiese depender de dicha entidad o la SEC.



**Propuestas
adicionales**

Propuestas adicionales:

- **Reformulación de Estudios de Seguridad de Abastecimiento** (regulado en el DS97/2008), para que se incluyan nuevos análisis que permitan entregar mejores señales al mercado en el proceso de descarbonización. Podría fusionarse el decreto 97, de 2008, a este Reglamento.
- **Habilitación de proyectos piloto** que aporten a la eficiencia y seguridad del SEN. Lo anterior permitirá validar, homologar, conocer costos y poder implementar soluciones innovadoras, lo que permite retroalimentar la regulación. En la práctica, existen nuevas tecnologías que no necesariamente cumplen cabalmente la normativa técnica vigente, por lo que se requiere exceptuar por cierto periodo el cumplimiento de la normativa.
- **Establecer articulado transitorio para avanzar a un despacho vinculante.** Innovar en mecanismos para establecer compromisos vinculantes en el despacho para los agentes del mercado. En particular, la idea es establecer mecanismos descentralizados de gestión de riesgos operacionales por las empresas coordinadas para la programación y despacho. Este transitorio mandataría al CEN a realizar estudios que permitan el levantamiento de impactos y definan una estrategia de implementación a nivel reglamentario.

GPM

ENERGIA PARA CHILE

 [gpm-ag](#) www.gpm-ag.cl

Asociación Gremial de Pequeños y Medianos Generadores GPM AG