



Mesa de Trabajo DS 125 - Reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional

Verónica Cortez S.
Presidente de la Comisión de Energía y
Descarbonización del Consejo Minero

23 de Abril de 2024



ÍNDICE

1. Sistema de generación-consumo
2. Informe de seguridad del CEN sobre retiro anticipado de centrales
3. Prorrata de vertimientos
4. Información y desempeño
5. Facturación
6. Cadena de pagos en el mercado de corto plazo
7. Flexibilidad y eficiencia en el uso de combustibles

1. Sistema generación-consumo

Ley 21.505 incorporó la siguiente definición:

*"af) **Sistema generación-consumo:** Infraestructura productiva destinada a fines tales como la producción de hidrógeno o la desalinización del agua, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus excedentes.*

Los cargos que correspondan, 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."

Considerando que la producción de hidrógeno y la desalinización son solo ejemplos, el reglamento debería describir el tipo de infraestructura que cabe en esta definición.

Por de pronto, dado que los ejemplos de la Ley corresponden a nuevos consumos de energía, asociados medidas relevantes de mitigación y adaptación al cambio climático, debería estar incluida la recarga para electromovilidad de vehículos mayores (caso CAEX en minería), y que, cabe destacar, representa el principal habilitador de reducción de emisiones de Alcance 1 en minería.

2. Informe de seguridad del CEN sobre retiro anticipado de centrales

Art 34 del DS 125:

En casos calificados y previo informe de seguridad del Coordinador, la Comisión, mediante resolución, podrá eximir a una empresa del cumplimiento de los plazos indicados en el artículo 31. (24 meses para el retiro de centrales).

Se ha observado que estos informes de seguridad carecen de un estándar que permitan sustentar en forma sólida y predecible una autorización de retiro anticipado.

Los requisitos mínimos para dichos informes debieran ser:

- Impacto en servicios de regulación de tensión, de frecuencia, de inercia y de reposición de servicio, en caso que el informe del CEN correspondiente indique que la unidad cumple esas funciones.
- Impacto en el suministro de energía producto de restricciones en el sistema de transmisión.
- Impacto en el margen de reserva del sistema eléctrico, particularmente en escenarios de falla prolongada de unidades; falta de suministro de combustible; condiciones hidrológicas extremas; y/o reducción de generación eólica y solar.

Además, se deberán considerar condiciones de indisponibilidad o necesidad de realizar trabajos en transmisión.

3. Prorrata de vertimientos

Art 45 del DS 125:

“(...) En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de las mismas deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas. Este ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho (...)”

Sugerencias:

Para evitar una aplicación inequitativa del vertimiento, debiera ser a prorrata de la potencia disponible de las unidades.

Por razones de eficiencia y equidad competitiva, es necesario que el CEN también pueda aplicar vertimiento a centrales que operan con autodespacho, como es el caso de los PMGD.

4. Información y desempeño

Los capítulos 2 y 3 del Título V del DS 125 están referidos a reportes de desempeño del sistema eléctrico y sistemas de información pública del coordinador.

Estas normas no han sido suficientes para generar indicadores adecuados de desempeño.

Por ejemplo, no obstante el **Art 181** establece que el Coordinador debe elaborar reportes periódicos con indicadores de aspectos económicos, técnicos y de suministro, tales como el costo de suministro, hasta ahora no lo ha hecho.

Reconocemos el avance en la publicación de los costos sistémicos.

A su vez, el **Art 184** establece que será de responsabilidad del Coordinador verificar la completitud, calidad, exactitud y oportunidad de la información publicada.

Sin embargo, se han encontrado numerosos errores en los sistemas de información pública, en particular relacionados a contratos de suministro.

También información incompleta y desactualizada.

Las planillas se publican sin instrucciones, manual de siglas o abreviaciones, impidiendo que quienes no son expertos puedan acceder a la información en forma oportuna y clara.

5. Facturación

Un tema que los clientes hemos planteado en diversas ocasiones es la necesidad de racionalizar el sistema de facturación.

El incremento de participantes en el mercado y, en consecuencia, en los balances de transferencias y de los conceptos por los que se debe remunerar a los distintos agentes (sobrecostos, SSCC, reserva hídrica, precio estabilizado, transmisión, etc.) ha generado un número significativo de facturas, muchas veces por montos que no son relevantes y que implican incluso un mayor costo administrativo que el mismo valor facturado.

Para enfrentar los anteriores se sugiere analizar la pertinencia de un esquema de cámara de compensación que permita disminuir considerablemente el costo administrativo del actual sistema.

En el intertanto, podrían analizarse medidas que permitan disminuir el número de facturas, como por ejemplo establecer un monto bajo el cual no se factura, sino que se acumulan hasta alcanzar ese monto, o incluso definir una facturación de periodicidad anual.

6. Cadena de pagos en el mercado de corto plazo

El Capítulo 3 del Título IV establece una serie de medidas para proteger la cadena de pagos en el mercado de corto plazo.

Sin embargo, por el lado de la información preventiva vemos que falta dar a conocer qué empresas están con convenios de pago y con disconformidades reiteradas.

Por el lado de las medidas, El Artículo 162 dispone que ante a una empresa suspendida del Mercado de Corto Plazo, el Coordinador deberá dar aviso al respectivo cliente libre y proceder a su desconexión a partir de la extinción de la garantía, en caso que el cliente no disponga de un suministrador.

En vez de esta desconexión, lo que corresponde es la simple aplicación de la regla general de que los clientes se abastecen de generadores habilitados en el Mercado de Corto Plazo.

En el intertanto, mientras el cliente libre busca a un generador habilitado, se podría, por ejemplo, permitir al cliente el acceso transitorio y excepcional al mercado spot.

7. Flexibilidad y eficiencia en el uso de combustibles

La planificación de combustibles (GNL o diésel) se ha vuelto compleja, con normas rígidas para algunos y flexibles para otros, y restricciones de operación diferenciadas.

En un contexto de transición energética se requieren reglas claras que permitan flexibilidad y eficiencia en la forma que se gestionan.

Es necesario que la normativa contemple el uso compatible de GN desde Argentina con el GNL, lo que ahorraría costos de operación.

En el plan normativo 2021 de la CNE estuvo la elaboración de Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la operación de las unidades que utilicen Gas Natural, pero no ha sido abordado y en los planes normativos anuales posteriores tampoco se incorporó.

Sugerimos incluir en el reglamento un mandato explícito para la dictación de la norma técnica pendiente y que ésta considere todos los mecanismos necesarios para flexibilizar la utilización de combustibles de distinta naturaleza, (GN/GNL), de manera de realizar un uso eficiente de la infraestructura térmica existente, evitando que los despachos se realicen con combustibles más caros por restricciones administrativas.



BHP

KINROSS



Freeport-McMoRan



Teck

RioTinto

Candelaria
Lundin Mining

ESCONDIDA | BHP



CMP
UNA EMPRESA DEL GRUPO CAP

LUMINA
COPPER CHILE

BARRICK

AngloAmerican



KGHM
CHILE

GLENCORE

ANTOFAGASTA MINERALS