



Retiro de centrales a carbón: Incorporación del Estado de Reserva Estratégica en Chile

Conceptos asociados y experiencia en la Unión Europea.

Autor

Nicolás García Bernal
Email: ngarcia@bcn.cl
Tel.: (56) 22 270 1778

Nº SUP: 127544

Informe elaborado para la
Comisión Minería y Energía
de la Cámara de Diputadas y
Diputados

Resumen

En Chile, en el marco del plan de retiro voluntario de centrales a carbón, se ha incorporado – a través del DS 42/2020 - en el reglamento de transferencia de potencia al denominado Estado de Reserva Estratégico (ERE). Este es parte de los denominados mecanismos de capacidad, que son utilizados para abordar la posible adecuación del sistema de generación eléctrica, y tienen como objetivo enfrentar el problema de seguridad de suministro.

En la Unión Europea, la actualización del reglamento de electricidad del año 2019 estableció que los Estados Miembros pueden elegir entre dos tipos de mecanismos de capacidad: reserva estratégica y mecanismo de mercado. Las reservas estratégicas se definen como una solución temporal – de corto plazo - del mercado de capacidad para evitar el desmantelamiento de la capacidad existente. Cuando los problemas de adecuación no tengan una naturaleza de corto plazo y no puedan abordarse manteniendo la capacidad existente y se requieran nuevas inversiones, podrán implementar un mecanismo de mercado.

En la Comunidad Europea, Alemania, Bélgica, Dinamarca, Lituania, Polonia, Suecia y Finlandia se acogieron al sistema de reservas estratégicas, mientras el Reino Unido y Francia implementaron mecanismos de mercado.

En el caso particular de Chile, el ERE se definió como un mecanismo de capacidad que remunera a las centrales que se acojan al plan de retiro del Sistema Eléctrico Nacional. Estas centrales deben cumplir con todos los requisitos técnicos para ser aprobadas por el Coordinador Eléctrico Nacional, que les permita, estar disponible – hasta por cinco años después de su cierre - en casos de que se necesite reactivarlas para la seguridad del suministro eléctrico.

Que una central este en ERE implica un pago reducido por concepto de Potencia, equivalente al mínimo entre el 60% de su potencia máxima y el último valor de potencia equivalente anterior a la fecha de paso a ERE

Introducción

La naturaleza intermitente de las fuentes de energía renovable plantea preocupaciones sobre el suficiente suministro adecuado para satisfacer toda la demanda, sin depender de la capacidad convencional (de origen térmico)¹, especialmente durante los periodos de alta demanda (FSR, 2017)². Técnicamente se requieren mecanismos de capacidad para abastecer los peak de demanda, y así dar el respaldo y seguridad necesaria para el funcionamiento del sistema eléctrico.

En Chile, en el marco del acuerdo de retiro de centrales termoeléctricas a carbón, se ha definido al denominado Estado de Reserva Estratégico (ERE) como un mecanismo de capacidad que permita dotar de seguridad y suficiencia al suministro al Sistema Eléctrico Nacional³, al permitir que algunas unidades termoeléctricas no dejen de funcionar completamente hasta cinco años después que se apaguen, es decir, se mantendrán en el sistema en caso de que se necesite reactivarlas para la seguridad del suministro eléctrico.

Para la comprensión de la introducción del Estado de Reserva Estratégico en Chile, el presente informe aborda y conceptualiza en términos generales a los denominados mecanismos de capacidad como instrumentos que pretenden asegurar una inversión adecuada en capacidad de generación. Para aquello, primeramente se distinguen los tipos de mecanismos de capacidad, y se define particularmente al de Reserva Estratégica como uno de estos. Posteriormente, se presenta la experiencia de la Unión Europea en la materia. Por último, se detalla las condiciones de la incorporación del Estado de Reserva Estratégica en Chile en el reglamento de transferencia de potencia.

I. Mecanismos de capacidad

Los mecanismos de capacidad se consideran como medidas para abordar la posible adecuación del sistema de generación eléctrica. Tienen como objetivo enfrentar el problema de la seguridad del suministro en los mercados eléctricos al proporcionar un flujo de ingresos para algunos o todos los recursos de capacidad que son necesarios para cumplir con los estándares de confiabilidad (Energy Community, 2019). Se consideran como instrumentos de política para garantizar una inversión adecuada en capacidad de generación, y en ocasiones como una medida que brinda estabilidad durante la transición a un sistema eléctrico descarbonizado (Bhagwat, 2016).

En términos del alcance de su aplicación, se distinguen dos categorías de mecanismos de capacidad:

¹ A menudo se plantea que el 20% de penetración de fuentes de energía intermitentes (típicamente renovables) comienza a crear problemas para la estabilidad de la red, el almacenamiento y la flexibilidad de la producción y la demanda se vuelven imperativos.

² La preocupación aumenta al considerar los costos operativos cercanos a cero de la energía eólica y solar que reducen los precios de la electricidad, pudiendo afectar los márgenes operativos de los productores tradicionales (centrales térmicas) hasta el punto de no poder cubrir sus costos fijos.

³ La seguridad se refiere a condiciones dinámicas de corto plazo, mientras que el concepto de suficiencia está relacionado con la garantía del equilibrio oferta-demanda en el largo plazo. La adecuada suficiencia se logra a través de la remuneración por potencia disponible para salvar eventos críticos.

- a. **Mecanismos de mercado (Market-wide mechanism).** Son mecanismos que están abiertos a la participación de todas las categorías de proveedores de capacidad, incluso a los proveedores de capacidad nuevos y existentes. Corresponden a este tipo, por ejemplo; el de obligación de capacidad (*capacity obligation*) en el cual los proveedores o grandes consumidores deben contratar generadores para un cierto nivel de capacidad⁴; subasta de capacidad (*capacity auction*) en el que el volumen de capacidad a subastar se decide centralizadamente; opciones de confiabilidad (*reliability options*) en base a subastas a plazo para proveer capacidad en ciertas condiciones; entre otras (FSR, 2018).
- b. **Mecanismo focalizado (targeted mechanism).** Son mecanismos específicos que sólo benefician a proveedores de capacidad específicos. Se proporciona apoyo solo a la capacidad adicional que se espera que sea necesaria más allá de lo que podría aportar el mercado. El Estado de Reservar corresponde a un mecanismo de este tipo.

Reserva Estratégica

La Reserva Estratégica (RE) es un mecanismo de capacidad del tipo *targeted mechanism*, en donde la capacidad de recarga se contrata y luego se mantiene en reserva fuera del mercado (Entsoe, 2020). Solo se ejecuta si se cumplen condiciones específicas, por ejemplo, cuando no hay más capacidad disponible. Por lo general, las reservas estratégicas tienen como objetivo mantener la capacidad existente disponible para el sistema (Energy Community, 2019).

En el diseño básico de una reserva estratégica, Pradyuma et al., (2016) define que “el operador del sistema contrata unidades de generación eléctrica con altos costos operativos (idealmente, las últimas unidades en el orden de mérito) y ofrece su electricidad al mercado a un precio (precio de reserva estratégica), que está muy por encima de su costo variable. Se paga a los propietarios de estas plantas de energía sus costos anuales de operación y mantenimiento. Si se despacha la capacidad de reserva, el operador paga a los propietarios de estas centrales su costo marginal de generación”. Por lo tanto, el operador del sistema paga todos los costos de reserva y se queda con (la mayor parte) de las ganancias cuando se envía la reserva. En caso de que el operador no pueda recuperar todo el costo de contratar la reserva, los costos restantes se socializan (o se distribuyen entre el uso) como parte de las tarifas de la red o del sistema (Pradyuma et al., 2016).

Como requisitos de diseño de una reserva estratégica, se plantea (Energy Community, 2019):

Requisitos de diseño	Descripción
Elegibilidad	Define el tipo de capacidad que puede incorporarse en la reserva estratégica y recibir remuneración. Las licitaciones de reserva estratégica pueden estar abiertas a todo tipo de proveedores (generadores, instalaciones de almacenamiento u operadores de respuesta a la demanda) siempre que cumplan una serie de requisitos técnicos, tal como, tiempo de inicio o una carga parcial mínima. Sin embargo, los seleccionados no pueden vender su capacidad de

⁴ La capacidad es determinada por el regulador y está relacionado con su consumo o suministro futuro autoevaluado, más un margen de reserva. En caso de no contratar la capacidad suficiente, el proveedor o consumidor pagará una multa.

	reserva en el mercado de la electricidad. Deben tener la intención de cerrar temporal o definitivamente y no se les permite regresar una vez que finalice su contrato de RE ⁵ .
Capacidad	Requiere definir el el volumen de la reserva estratégica a partir de una evaluación de la disponibilidad de futuras instalaciones de generación y de la evolución de la demanda de electricidad, identificando los periodos de escasez estructural. Con esto, se determina el volumen necesario de reserva para satisfacer la demanda.
Selección de ofertas y precio de subasta	Los participantes envían sus ofertas y se identifican los seleccionados. Típicamente los proveedores de capacidad ofertan por la remuneración anual que desean recibir por mantener su capacidad disponible, hasta un cierto precio límite. Se seleccionan sobre la base de las ofertas, hasta alcanzar el volumen total demandado ⁶ .
Pruebas y sanciones	Son implementadas por el regulador (o quién corresponda) para verificar la elegibilidad de los proveedores de capacidad y las sanciones en caso de que la planta no funcione ⁷ .
Reglas de activación	Definen las circunstancias bajo las cuales se activaría la Reserva Estratégica, por ejemplo, cuando no hay suficiente oferta para satisfacer la demanda.

Fuente: Elaboración propia en base a Energy Community (2019).

Así, la reserva estratégica permite abordar problemas de adecuación a corto plazo y mitigar el cierre de algunas plantas existentes (CEER, 2018). Desde la perspectiva de los inversores, el impacto financiero consiste en reemplazar los ingresos del mercado energético altamente volátiles con pagos relativamente estables por capacidad (Mays, J., et al., 2019).

II. Experiencia internacional: Unión Europea

En Europa el debate respecto a los mecanismos de remuneración por capacidad (*capacity remuneration mechanisms*, CRM) se comenzó a dar con fuerza desde el 2016, ante la creciente penetración de recursos renovables y su potencial impacto en la seguridad del suministro⁸ (Florence School of Regulation, 2017). Posteriormente, en junio de 2019, la Comisión Europea (CE) adoptó el Reglamento de electricidad actualizado 2019/943, como parte de su Paquete de Energía Limpia (*Clean Energy for all Europeans*). Según este, se consideran como mecanismos de capacidad elegibles, para la aprobación de la CE desde principios de 2020, al mecanismo de mercado y la reserva estratégica.

En el reglamento de electricidad (2019), se definen a las reservas estratégicas como una solución temporal – de corto plazo - del mercado de capacidad para evitar el desmantelamiento de la capacidad existente. En este escenario, los Estados deben evaluar si sus preocupaciones sobre la adecuación son a corto plazo y, si este es el caso, entonces podrían considerar la implementación de reservas estratégicas. Por otra parte, cuando los problemas de adecuación no tengan una naturaleza de corto

⁵ La cláusula de devolución no aplica para los operadores de respuesta a la demanda.

⁶ Reciben una remuneración equivalente al monto de la oferta ganadora más alta presentada en la licitación.

⁷ Las pruebas buscan verificar que se cumple con los requisitos técnicos, lo que incluye la activación de la planta durante un período de varias horas a la máxima potencia de reserva.

⁸ La discusión respecto a los mecanismos de remuneración por capacidad se intensificó por los cambios propuestos en “Clean Energy for all Europeans” que desencadenó en el Reglamento de Electricidad 2017. En este se establecieron las condiciones para la introducción de mecanismos de remuneración de capacidad por parte de los Estados Miembros, tal como, apoyo estatal a las centrales eléctricas nuevas y existentes destinadas a garantizar la capacidad adecuada y la seguridad de suministro.

plazo y no puedan abordarse manteniendo la capacidad existente y se requieran nuevas inversiones, los Estados miembros de la Unión Europea podrán implementar un mecanismo de mercado (*market-wide mechanism*) que no cree distorsiones, que sea transparente, no discriminatorio y competitivo, además de neutral desde el punto de vista tecnológico.

En la Comunidad Europea, Alemania, Bélgica, Dinamarca, Lituania, Polonia, Suecia y Finlandia se acogieron al sistema de reservas estratégicas, mientras el Reino Unido y Francia implementaron mecanismos de mercado. A continuación se señalan algunos casos (Energy Community, 2019):

- En Francia, la incertidumbre de la energía nuclear y de la reutilización de la infraestructura térmica como reserva en frío (*mothballing*), el crecimiento de la demanda máxima, así como la baja rentabilidad de las turbinas de gas de ciclo combinado (*combined cycle gas turbine*, CCGT) también requirieron un mecanismo de capacidad de todo el mercado;
- De manera similar, en Polonia, la sustancia reserva en frío (*mothballing*) y eliminación gradual de las unidades térmicas previstas para 2020, así como el déficit de capacidad experimentado en 2015 y previsto en 2020 y 2025 requirió que se introdujeran nuevas inversiones a través de un mecanismo de capacidad de todo el mercado;
- En el caso de Alemania, un exceso significativo de capacidad térmica y de fuentes de energía renovable no requiere apoyo para nuevas inversiones, sino que requiere evitar la jubilación anticipada de las centrales eléctricas existentes necesarias para la seguridad del suministro y para el alivio de las limitaciones de la red de norte a sur debido al despliegue a gran escala de energías renovables combinado con eliminación nuclear. Esto explica la elección de Alemania de confiar en reservas estratégicas para la seguridad del suministro;
- En Bélgica, se implementó una reserva estratégica para mantener la capacidad existente necesaria para cumplir con el peak de invierno, pero dado que la eliminación nuclear requerirá nuevas inversiones en capacidad, Bélgica está migrando actualmente de una reserva estratégica a un mecanismo de capacidad de todo el mercado.

III. Estado de Reserva Estratégica en Chile

El año 2019 en Chile se definió un cronograma para la implementación del proceso de retiro total de centrales a carbón al año 2040⁹, lo que contribuye al objetivo de carbono neutralidad al 2050. Para esto, la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha incorporado – Decreto Supremo N° 42/2020 – al denominado “Estado de Reserva Estratégico” (ERE) para las unidades que comiencen el proceso de retiro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), lo que apuntaría a dar resguardo a la seguridad y eficiencia del sistema.

⁹ El Plan de descarbonización original incluye el cierre de 8 de las centrales termoeléctricas más antiguas hasta el año 2024, además del compromiso adicional de cierre de tres centrales más. Es decir, hasta la fecha, serían 11 centrales las que cerrarían hasta el año 2024, quedando otras 25 activas sin plan de cierre.

La CNE (2020) plantea que la creación de un Estado de Reserva Estratégico constituiría un mecanismo transitorio de reserva en frío y seguridad de suministro para SEN, en el intertanto que dichas centrales se desconecten definitivamente. De esta forma, se lograría dar garantías de seguridad al permitir que algunas unidades termoeléctricas no dejen de funcionar completamente hasta cinco años después que se apaguen, es decir, se mantendrán en el sistema en caso de necesitar ser reactivadas para la seguridad del suministro eléctrico.

Operativamente el ERE permitiría que las centrales estén disponibles para “volver a operar en 60 días en casos de sequías o fallas que pongan en riesgo el abastecimiento o encarezcan en exceso la operación” (CNE, 2020)¹⁰. Por lo que, según se indica, permitiría al sistema eléctrico adaptarse, incorporando nuevas fuentes de generación limpias que reemplacen la producción a carbón.

Decreto Supremo 42/2020

En términos regulatorios la LGSE, en su art. 72-17, establece que sólo las instalaciones de generación que se encuentren en operación tendrán derecho a participar en las transferencias de potencias. A lo anterior, el DS 42/2020 incorpora a “aquellas unidades generadoras que pasen al denominado Estado de Reserva Estratégica (ERE), durante un determinado año de cálculo”. Para dicho efecto, el denominado ERE ha sido definido en su artículo 13 letra j):

“condición de operación de una unidad generadora que ha sido solicitada por el correspondiente participante del Balance de Potencia de ésta y aprobada por el Coordinador, en el cual dicha Unidad Generadora se encuentra considerada para ser retirada del sistema eléctrico en los términos que señala el artículo 72 – 18 de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL 4/20.018, de 2006) y el presente reglamento [DS 42/2020], estando disponible para ser convocada al despacho por el Coordinador, en los términos que establece el Artículo 25 quáter del presente reglamento”.

La operación de una central en ERE, como una condición de operación transitoria, debe ser solicitada por el propietario de la central con seis meses de anticipación, requiriendo la aprobación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Para esto, el DS 42 - art. 25 bis, establece lo siguiente:

- El propietario debió comunicar previamente el retiro final de la central desde el SEN, y según establece la Ley, en un plazo de entre 24 y 60 meses;
- Para la aprobación del CEN, se deberá verificar que no exista afectación significativa a la seguridad, ni un aumento significativo de los costos de operación y falla del sistema, y tampoco en los costos marginales del sistema¹¹.
- Entre 6 y 12 meses antes del término de permanencia en ERE, el propietario podrá solicitar al CEN que evalúe prorrogar dicha fecha sólo si existiese afectación significativa a la seguridad, no

¹⁰ Para prestar dicho servicio las centrales deben ser mantenidas, tener personal, tener carbón y estar listas para operar si son requeridas

¹¹ Se producirían alzas cuando son al menos un 5% del valor esperado del costo total actualizado de operación y falla del sistema eléctrico, en un horizonte de 5 años a partir de la fecha de dicho cambio. En relación a los CMg del sistema, se considera la existencia de alzas si produce un aumento en su valor promedio esperado, proyectado a 5 años del sistema, superiores al 25% del CV de dicha unidad, o sí, en el escenario en que la unidad generadora cambia a ERE, es de al menos un 75% del costo variable promedio de las unidades que se encuentren conectadas en el sistema, que no estén en ERE, y utilicen el mismo Insumo principal que dicha unidad.

por aumento de costos. En un plazo de 30 días hábiles el CEN deberá dar respuesta a la solicitud, que en caso de prórroga no podrá superar los 12 meses.

- En cualquier momento, el propietario de la central podrá solicitar el término del ERE y el cese definitivo de operaciones y retiro de la unidad según lo establecido en la Ley (Art. 72-12).

Para una unidad que esta en ERE, el DS 42/2020 establece que no podrá ser convocada por el CEN al despacho diario. No obstante, se establecen las siguientes condiciones para la operación:

- Deberá estar disponible para inyectar energía al SEN, en un plazo de 60 días corridos desde el aviso al propietario (Art. 25 quarter).
- Podrá ser convocada al despacho si el CEN prevé déficits importantes de generación o condiciones de afectaciones a la seguridad, en un horizonte de al menos seis meses, para distintos escenarios de disponibilidad de energía (art. 25 quinquies).
- Deberá permanecer conectada al sistema, y estar disponible para el despacho por el periodo que el CEN estime necesario, el que no podrá ser inferior a tres meses (art. 25 sexies).
- Si la central convocada al despacho no concurre, no será remunerada por potencia hasta que se compruebe su disponibilidad mediante la realización de una prueba o verificación al efecto.

En consecuencia, que una central este en ERE implica un pago reducido por concepto de Potencia, equivalente al mínimo entre el 60% de su potencia máxima¹² y el último valor de potencia equivalente anterior a la fecha de paso a ERE. Los propietarios de las centrales en ERE deben demostrar al CEN la factibilidad de abastecerse de carbón mediante contratos o acuerdos de suministros. En caso de no comprobarse, la potencia a remunerar será nula (art. 28, DS 42/2020).

Referencias

- Comisión Nacional de Energía (CNE), 2020. Estado de Reserva Estratégico (ERE), presentación realizada a Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados y Diputadas, agosto 2020. Disponible en: https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=205684&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION
- Biblioteca del Congreso Nacional (BCN), DFL 4/20018, fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley Num. 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171>
- Council of European Energy Regulators (CEER), 2018. Status Review on application of the Supply Standard foreseen in the Security of Supply Regulation. Disponible en: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/20812c54-0721-2501-5d19-ab42657b0476>
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entsoe) 2020. European Resource Adequacy Assessment. Disponible en: [https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/CLEAN_ENERGY_PACKAGE/Documents/Methodology%20for%20European%20Resource%20Adequacy%20Assessment%20\(ERAA\)%20for%20submission%20to%20ACER.pdf#search=Capacity%20remuneration%20Mechanisms](https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/CLEAN_ENERGY_PACKAGE/Documents/Methodology%20for%20European%20Resource%20Adequacy%20Assessment%20(ERAA)%20for%20submission%20to%20ACER.pdf#search=Capacity%20remuneration%20Mechanisms)

¹² La potencia máxima es equivalente al máximo valor que puede sostener de manera continua una Unidad Generadora, considerando, si corresponde, sus componentes de generación y de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de acuerdo con norma técnica y verificación del CEN.

- Energy Community, 2019. Analyses on System adequacy and capacity mechanisms in the Western Balkans, December 2019. Disponible en: https://energy-community.org/dam/jcr:87374c80-64a2-4f18-81ed-f202d4d1ed56/Compass_DLA_EL_122019.pdf
- Florence School of Regulation (FSR), 2017. Revisiting the “what”? and “why?” of Capacity Remuneration Mechanisms. Disponible en: <https://fsr.eui.eu/revisiting-capacity-remuneration-mechanisms/>
- Florence School of Regulation (FSR), 2018. The EU Clean Energy Package. Disponible en: https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/57264/RSCAS_2018_TechnicalReport.pdf
- Mays, J., Morton, D.P. & O’Neill, R.P, 2019. Decarbonizing electricity requires re-evaluating capacity mechanisms, Nature Energy 4, 912 – 913 (2019). Disponible en: <https://www.nature.com/articles/s41560-019-0502-3>
- Ministerio de Energía, 2020. Decreto Supremo 42 de junio del 2020, modifica DS 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, e introduce modificaciones la decreto que indica. Disponible en:
- Pradyumna C. Bhagwat, Jörn C. Richstein, Emile J.L. Chappin, Laurens J. de Vries, 2016. The effectiveness of a strategic reserve in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources, Utilities Policy, Volume 39, 2016, Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178716300169>

Nota Aclaratoria

Asesoría Técnica Parlamentaria está enfocada en apoyar preferentemente el trabajo de las Comisiones Legislativas de ambas Cámaras, con especial atención al seguimiento de los proyectos de ley. Con lo cual se pretende contribuir a la certeza legislativa y a disminuir la brecha de disponibilidad de información y análisis entre Legislativo y Ejecutivo.



Creative Commons Atribución 3.0
(CC BY 3.0 CL)