



# **Evaluación de las subastas de los servicios complementarios de reserva**

**BdE Spa\***

Cristián Marcelo Muñoz

Marzo de 2021

\* Estudio encargado por GPM AG.



## Resumen

Hasta diciembre de 2019 el Coordinador Eléctrico Nacional, organismo encargado de coordinar la operación de las centrales del sistema, asignó centralmente entre los generadores los servicios complementarios (SSCC) de reserva del Sistema Eléctrico Nacional. Sin embargo, en enero de 2020, este esquema de asignación central fue reemplazado por un mecanismo de subastas, en donde los generadores interesados por dar estos servicios, ofrecen la cantidad y el precio por proveerlos. Como resultado se estableció un esquema híbrido que combinaba subastas discriminatorias de reservas con un despacho basado en costos auditados.

Ante las sospechas de una insuficiente competencia en la oferta de estos servicios, a fines de septiembre de 2020, el Coordinador suspendió las subastas. Sin embargo, y luego de una discrepancia presentada por algunos generadores, en octubre de ese mismo año, el Panel de Expertos revocó la decisión del Coordinador, argumentando que el Coordinador no había justificado de manera suficiente y consistente la falta de competencia en la oferta de los servicios de reserva. Si bien, el fallo del Panel fue adverso a la posición del Coordinador, la opinión no fue unánime, pues, el voto de minoría planteó su preocupación por un potencial perjuicio de las subastas en el suministro eficiente de la energía; una arista principal que debe tomarse en cuenta al momento de evaluar la eficiencia de este mecanismo.

En las mismas fechas, un nuevo estudio encargado por el Coordinador planteaba que las subastas de los servicios de reservas, no garantizaba el suministro a mínimo costo del sistema. El estudio proponía una serie de medidas, más bien, paliativas, pero que no abordaban los problemas estructurales del diseño híbrido. Con todo, a fines de diciembre de 2020, el Coordinador retomó nuevamente las subastas, pero, esta vez, las restringió a sólo algunas partidas relacionadas con los costos directos de proveer estos servicios.

Este estudio muestra que las subastas de los servicios de reservas encaren el suministro de energía del sistema interconectado. En efecto, entre enero y septiembre de 2020, las subastas incrementaron los costos de operación del sistema en US\$57 millones, un 6% adicional respecto de un mecanismo de asignación central. De estos mayores costos, US\$26 millones se originaron en operaciones a mínimo técnico de las centrales termoeléctricas, en particular de las unidades a gas, y que, en buena parte, serán traspasados como cargos laterales en las cuentas de los clientes.

Las subastas concentraron incluso más la asignación de los servicios de reservas entre los cuatro principales generadores que ofrecen estos servicios. En efecto, la participación de estos generadores aumentó desde 77 a 96 por ciento en los servicios de subida y en los de bajada desde 53 a 83 por ciento.

En ese mismo período, el mecanismo de las subastas deprimió los precios spot de la energía en un promedio de US\$1/MWh, 3% por debajo del valor que resultaría de una asignación central de las reservas. En particular, la caída llega a 4%, US\$2/MWh, en las horas fuera de punta. En el 10% de los peores casos, los precios caen US\$14/MWh. Los menores costos marginales obedecen al incremento de las operaciones a mínimo técnico de las centrales termoeléctricas.



Los menores precios spot de la energía implicaron menores compras de energía de los principales generadores que dominaron las adjudicaciones de las ofertas de los servicios de reservas, por US\$24 millones, 11% menos de las compras que potencialmente habrían resultado de una asignación central de las reservas. Estas menores compras se reflejaron en menores ventas de energía de los generadores excedentarios en el spot, en su mayoría centrales de energía renovable.

La evidencia mostrada en este estudio sugiere la conveniencia de suspender definitivamente las subastas de los servicios de reserva, pues, incluso con las modificaciones implementadas en diciembre de 2020, dicho mecanismo no garantiza la operación a mínimo costo del sistema interconectado. Las subastas permiten que los generadores que concentran las ofertas de servicios de reservas puedan seleccionar sus ofertas a fin de optimizar su posición comercial en el corto plazo — incluyendo sus transacciones de energía y servicios de reservas —, una situación que, al no poder ser desafiada por el resto de los generadores del sistema, les entrega a estos generadores un espacio para un potencial ejercicio de poder de mercado.

En reemplazo del actual mecanismo, se sugiere implementar un esquema coherente con una planificación central de la operación de corto plazo de las unidades, pues, los principales costos relacionados con la provisión de las reservas: costos de oportunidad y activación, ya se encuentran recogidos en los costos operacionales auditados por el Coordinador.



## Índice

1. <i>Introducción</i>	5
2. <i>Servicios complementarios de reserva</i>	6
2.1 Conceptos básicos	6
2.2 Condiciones de competencia en la oferta de SSCC	7
2.3 Cambios en las subastas tras el fallo del Panel de Expertos	8
3. <i>Mecanismos de asignación de los servicios de reserva</i>	9
3.1 Subastas de servicios de reservas	9
3.1 Co-optimación bajo el esquema de las subastas de reservas	10
3.2 Co-optimación bajo un esquema de planificación central	12
3.2.1 Co-optimación según el Coordinador	12
3.2.2 Variables duales y precios máximos	15
4. <i>Metodología y bases del estudio</i>	16
5. <i>Resultados de las simulaciones</i>	18
5.1 Generación y asignación de las reservas	18
5.2 Costos operacionales	19
5.3 Costos marginales de energía	20
5.4 Balances comerciales de Inyecciones y Retiros	21
6. <i>Conclusiones</i>	23
<i>Referencias</i>	24

## Tablas

Tabla 1. Estudios contratados por el Coordinador sobre análisis de competencia	8
Tabla 2. Generación según tecnología (en TWh)	18
Tabla 3. Costos operacionales (en millones de US\$)	20
Tabla 4. Costos adicionales por operaciones a mínimo técnico (en millones de US\$)	20
Tabla 5. Costos marginales de energía (US\$/MWh)	21
Tabla 6. Compras simuladas de energía en el spot (enero a septiembre de 2020)	22

## Figuras

Figura 1. Metodología del estudio	17
Figura 2. Cambios en la asignación de reservas	19



## 1. Introducción

Un sistema eléctrico de potencia interconecta a las centrales de generación con los centros de consumo mediante líneas de transmisión de alta tensión. Para funcionar, en cada momento el operador del sistema debe mantener el balance entre generación y carga, manteniendo la frecuencia y los voltajes dentro de rangos predeterminados. También, si por algún motivo el sistema se apaga, la red debe ser capaz de partir y operar nuevamente. Los Servicios Complementarios de red (SSCC) se encargan de esas funciones.

Los operadores de los sistemas usan términos distintos para describir a SSCC similares. Sin embargo, entre los SSCC más importantes, destacan los servicios de balance o de reserva, cuya función es mantener la frecuencia del sistema.

Hasta diciembre de 2019, el Coordinador asignó centralmente entre los generadores los SSCC de reserva del Sistema Eléctrico Nacional, mientras que un reglamento se encargaba de definir los costos que se les permitía recuperar. Sin embargo, a partir de enero de 2020, este esquema de asignación central fue reemplazado por un mecanismo de subastas, en el cual se permite que los generadores, transmisores, clientes, u otras empresas, puedan ofrecer los servicios de reserva definidos previamente por el Coordinador, especificando, en sus ofertas la cantidad del recurso y los precios a los que están dispuestos a suministrar dichos servicios.

Previo a definir la necesidad de una subasta, el Coordinador debe identificar si existen condiciones de competencia en la oferta del servicio. Es así que, durante 2019, el Coordinador encargó varios estudios que analizaron la concentración en la oferta por prestar estos servicios, sin embargo, éstos no fueron del todo concluyentes, mostrando diferentes conclusiones en el transcurso del año. Esta situación determinó que, en septiembre de 2020, el Coordinador suspendiera las subastas, lo que derivó en una discrepancia ante el Panel de Expertos. Sin embargo, los análisis mostrados por el Coordinador no lograron convencer al Panel de la ineficiencia del mecanismo de las subastas, de modo que, en su fallo, el Panel revocó la decisión previa del Coordinador. En el fallo, destacó el voto de minoría de uno de los miembros del Panel, el cual, advirtió que un análisis completo exigía identificar el potencial impacto que podrían tener las subastas en el suministro a mínimo costo de la energía demandada por el sistema.

Posteriormente al fallo, el Coordinador retomó nuevamente las subastas, pero, esta vez, restringidas sólo algunas partidas relacionadas con los costos directos de proveer los servicios. Además, se agregaron cambios relacionados con la determinación de los precios máximos.

Este estudio identifica y cuantifica los impactos que el mecanismo de las subastas tiene en los costos de suministrar energía. Para ello, se revisó la operación entre enero y septiembre de 2020, programada por el Coordinador bajo el esquema de las subastas, y se comparó con la operación que resultaría de una asignación central de las reservas. Esta comparación permite determinar si el mecanismo de subastas de SSCC garantiza una operación a mínimo costo del sistema.



## 2. Servicios complementarios de reserva

### 2.1 Conceptos básicos

Los SSCC de reserva se refieren a los cambios necesarios en la generación o en el consumo, que permiten restablecer el balance entre oferta y demanda del sistema, o que también se denomina regulación de frecuencia. Básicamente se diferencian por la velocidad en la que pueden responder. Las reservas son de subida, si las centrales deben aumentar su generación para mantener la frecuencia del sistema y son de bajada, si, por el contrario, deben reducir su generación para mantener dicho balance<sup>1</sup>.

La frecuencia del voltaje es proporcional a la velocidad con que giran las máquinas eléctricas y se mide en Hertz (Hz). La frecuencia es igual en todos los puntos de la red e idealmente se mantendría constante todo el tiempo al nivel impuesto por la norma (en Chile, 50 Hz). Sin embargo, en la práctica la frecuencia varía cada vez que las inyecciones y la carga no son iguales.

En efecto, cuando la inyección y la carga son distintas, las máquinas eléctricas compensan el desbalance intercambiando energía eléctrica por energía cinética. Si las inyecciones son menores que la carga, por ejemplo, porque alguna central falló intempestivamente, el resto de las máquinas conectadas a la red giran más lento y la frecuencia cae, lo que también se conoce como subfrecuencia. Entonces es necesario aumentar las inyecciones mediante reservas primarias, secundarias y terciarias.

La reserva primaria es entregada por centrales que ya están operando. Estas centrales deben ser capaces de aumentar automáticamente sus inyecciones en los primeros segundos. Su función es igualar inyecciones y carga para detener la caída de la frecuencia. Las reservas secundarias se dan con centrales también conectadas, pero les toma entre 30 segundos y 15 minutos responder. Su función es aumentar la frecuencia hasta devolverla a su nivel normal. En cuanto a las reservas terciarias, son las más lentas y también se pueden dar con capacidad que no se está usando, pero que se puede encender rápido, por ejemplo, motores diésel. Su finalidad es liberar a las reservas primarias y secundarias cada vez que se usan. Por lo tanto, deben responder entre 15 y 30 minutos después de la caída de la frecuencia.

Lo opuesto ocurre cuando las inyecciones son mayores que la carga, por ejemplo, porque algún consumo de cierta magnitud se desconectó. Entonces el resto de las máquinas conectadas a la red giran más rápido y la frecuencia del voltaje aumenta, lo que también se conoce como sobrefrecuencia. Para detener el aumento de la frecuencia y devolverla a la norma también se activan las reservas primarias y reservas secundarias, pero de bajada, para reducir las inyecciones.

---

<sup>1</sup> Para mayores detalles en definiciones y tiempos de respuestas ver Coordinador (2019a) y CNE (2019a).



## 2.2 Condiciones de competencia en la oferta de SSCC

Previamente a subastar algún SSCC, la ley le exige al Coordinador determinar si existen condiciones de competencia en la oferta de estos servicios. En caso de no existir condiciones que aseguren la competencia, en otras palabras, la eficiencia económica del sistema, el Coordinador debe asignarlos directamente, y remunerarlos según los costos eficientes determinados por un estudio.

En 2019, el Coordinador encargó cuatro estudios de competencia al Dictuc, los que analizan la concentración del mercado de SSCC. Los análisis se basan en el cálculo de indicadores de concentración clásicos como el Herfindahl Hirschman Index (HHI), y el Residual Supply Index (RSI) y en el cálculo de rentas pivotaes (RPPMT), el que permite capturar de manera simplificada elementos relevantes de la operación del sistema eléctrico, que impactan la posición de algunos agentes. La tabla 1 resume los estudios y sus conclusiones.

En los dos primeros estudios Dictuc (2019a y b), el consultor descartaba condiciones de competencia para los servicios de regulación primaria, no los descartaba para los de regulación secundaria y consideraba que existían condiciones de competencia para el control terciario de frecuencia.

En el tercer estudio, Dictuc (2019c), una posterior actualización de los anteriores, el mismo consultor descartaba condiciones de competencia para las reservas secundaria y terciaria. El cambio en las conclusiones, explicaba el estudio, se debía a la fuerte disminución del parque de oferentes y su capacidad de entregar reserva para ambos servicios. Agregaba que se apreciaba que existían incentivos al comportamiento colusivo entre las 4 empresas más grandes, los que disminuían en la medida que se reducía el número de empresas que componían el cartel. De este modo, se recomendaba no implementar esquemas de subastas para los mercados analizados hasta que no existiera un aumento considerable en la oferta de estos productos.

Posteriormente, en una nueva actualización, Dictuc (2019d), la conclusión cambia y se afirma que los análisis no permiten descartar condiciones de competencia en los servicios de reserva secundaria y terciaria.

Sin embargo, y a pesar de las dudas que se deprendían de los estudios referidos, en enero de 2020, el Coordinador inaugura las subastas de los servicios de reservas secundarios y terciarios, de subida y bajada, complementadas con el cálculo diario de precios máximos, cuyas fórmulas se establecían en CNE (2019b).

Las subastas funcionan hasta fines de septiembre de 2020, y son abruptamente suspendidas, luego de la publicación de un nuevo análisis de competencia, Coordinador (2020a), el cual, descartaba la existencia de condiciones de competencia en la entrega del servicio de regulación secundaria y que los análisis no permitían descartar la existencia de condiciones de competencia en la oferta de reservas terciarias.



La suspensión de las subastas derivó en una discrepancia ante el Panel de Expertos, el cual en su fallo<sup>2</sup> instruye al Coordinador a corregir su informe de SSCC, manteniendo el sistema de subastas para la prestación de servicio de reserva secundaria. En el análisis del Panel destaca el voto de minoría de uno de sus miembros<sup>3</sup>, el cual argumenta que el Coordinador actuó prudentemente al suspender las subastas de los servicios de reservas. El panelista advierte que la regulación promueve la coexistencia de dos modelos de tarificación y operación de naturaleza distinta. De un lado, dispone de un modelo basado en costos evitables auditables de las unidades, el cual, a través de un despacho económico de las unidades, debe suministrar a mínimo costo de operación y falla la demanda del sistema. Sin embargo, del otro lado, se pretenda que coexista con la prestación de SSCC asignados mediante las ofertas de estos servicios. Una situación que, a pesar de la existencia de precios máximos en la prestación de estos servicios, puede cambiar la operación óptima a mínimo costo.

Muñoz y Harrison (2020), en un nuevo estudio encargado por el Coordinador, también afirman que el diseño híbrido del actual esquema que combina subastas discriminatorias con un despacho basado en costos auditados, incluso en una co-optimización no garantizan una operación eficiente del sistema. De este modo, según señalan los propios autores en su estudio, proponen medidas paliativas, pero que no abordan los problemas estructurales del actual diseño.

Estudios	Mes	Descripción	Condiciones de competencia		
			R. primaria	R. secundaria	R. terciaria
Dictuc 2019a	Mar. 2019	Análisis de competencia	Descarta	No descarta	No descarta
Dictuc 2019b	Mar. 2019	Reglas de subastas	-----	No descarta	Existen
Dictuc 2019c	May. 2019	Actualización	-----	Descarta	Descarta <sup>2</sup>
Dictuc 2019d	Sept. 2019	Actualización	Descarta	No descarta	No descarta
Muñoz y Harrison 2020	Sept. 2020	Análisis y Propuestas de Mejora	-----	-----	-----

Notas

<sup>1</sup> Dependerá del tiempo de despliegue que defina el Coordinador.

Tabla 1. Estudios contratados por el Coordinador sobre análisis de competencia.

### 2.3 Cambios en las subastas tras el fallo del Panel de Expertos

Con todo, el Coordinador modificó en informe de SSCC, CNE (2020a), y en enero de 2021 retomó nuevamente las subastas, incorporando a la reserva primaria de bajada. Se introducen importantes cambios relacionados con los costos que serán reconocidos en las subastas, en donde también se incorporan las subastas de los servicios de reserva primaria.

El costo de oportunidad, los costos por operaciones con costo variables mayores al costo marginal real, y los costos por pérdidas de eficiencia, serán calculados directamente por el Coordinador con

<sup>2</sup> Panel de Expertos (2020).

<sup>3</sup> Voto de minoría de Juan Clavería, Panel de Expertos, 2020.



ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios. En definitiva, sólo se ofertará en las subastas algunos costos directos relacionados con los costos directos de prestar el servicio, como, por ejemplo: desgaste, mantenimiento, habilitación e implementación.

Además, en CNE (2020b y c) se publica una nueva metodología para determinar los precios máximos de las subastas. La metodología incorpora conceptos como el valor máximo de las reservas y de remuneración.

### 3. Mecanismos de asignación de los servicios de reserva

#### 3.1 Subastas de servicios de reservas

El Coordinador en su informe de definición de los servicios complementarios de 2019 estableció que los costos asociados a la provisión de reservas correspondían a los costos de disponibilidad y activación, los que debían ser informados por los propios generadores<sup>4</sup>. Mientras duró el sistema de subastas de reservas, el proceso seguido es el que se explica a continuación.

Con una frecuencia diaria los generadores entregaban, para diferentes bloques horarios, sus ofertas por dar los servicios de reserva secundaria y terciaria, de subida y bajada. En sus ofertas, los generadores debían indicar la capacidad que mantendrían en reserva (en MW) y los correspondientes precios por entregar dicho servicio (en US\$/MW-hr).

Para el caso de las reservas de subida, los generadores debían incluir en sus ofertas sus costos directos de disponibilidad, correspondientes a sus costos de oportunidad por mantener la reserva de subida. La remuneración de esos costos se realizaba ponderando el precio ofertado por la reserva adjudicada y un factor medio de desempeño. Los costos de activación, por su parte, correspondían a la inyección efectiva de energía, valorizada al costo marginal de la barra de inyección respectiva<sup>5</sup>.

En el caso de las reservas de bajada, los generadores sólo debían incluir en sus ofertas, sus costos de activación. La remuneración se realizaba según la prestación efectiva del servicio ponderada por unos factores medios de activación y de desempeño<sup>6</sup>.

Con las ofertas entregadas por los generadores, el Coordinador programaba la operación del sistema interconectado resolviendo un problema de co-optimización, el cual, consideraba la optimización conjunta de la colocación de energía y las reservas operacionales. El resultado de esta co-optimización, entregaba la generación óptima de las centrales y la asignación de las reservas entre los generadores que entregaron ofertas. Finalizada la co-optimización, el

---

<sup>4</sup> Coordinador (2019a).

<sup>5</sup> Si el costo variable de una central es superior al costo marginal de la energía, la diferencia se remunera al generador en la forma de un pago lateral.

<sup>6</sup> Mayores detalles se pueden obtener en Coordinador (2020b).

coordinador chequeaba que la asignación resultante de este proceso no superara los precios máximos de proveer los servicios de reserva; valores informados diariamente en su sitio web.

En CNE (2019b), la CNE fijó el procedimiento de cálculo de los precios máximos por proveer los servicios de reserva de subida y bajada, el cual, se basaba en la propuesta conceptual incluida en el informe Dictuc (2019e). En este informe, Dictuc propone una co-optimización, basada en una estimación central de los costos directos de proveer las reservas, la cual, incluye, en la función objetivo, un valor esperado de los costos de activación de las reservas.

### 3.1 Co-optimación bajo el esquema de las subastas de reservas

Tal como se señaló, la co-optimización es la optimización conjunta de los costos de operación y falla más los costos relacionados con mantener y activar ciertos niveles de reservas en el sistema. Típicamente el proceso de co-optimización es usado, en mercados en donde se utilizan subastas de precio uniforme de energía y reservas, y con resultados vinculantes. Un buen ejemplo, son los mercados de energía de los Estados Unidos<sup>7</sup>.

Para el caso híbrido chileno, el Coordinador ejecutó un modelo de co-optimización que incluía un modelo clásico de operación a mínimo costo para un horizonte dado; este modelo, además, incluía en su función objetivo, el costo de proveer las reservas de subida y bajada, ofertados previamente por los generadores<sup>8</sup>.

El modelo de operación a mínimo costo se ilustra a continuación<sup>9</sup>. Por simplicidad de notación, se representa un sistema únicamente térmico, sin costos no convexos y la operación de una hora. El problema real tiene 24 horas e incluye el sistema hidroeléctrico, las energías renovables, la red de transmisión, más las restricciones de incorporación para las plantas térmicas, como, por ejemplo, costos de partida y parada y tiempos de actividad mínimo y de inactividad.

$$z^{subasta} = Min \sum_j c_j \times g_j + \sum_j r_j^{+subasta} \times \gamma_j^{+subasta} + \sum_j r_j^{-subasta} \times \gamma_j^{-subasta} \quad (1)$$

$$\sum_j g_j = d \quad (2)$$

$$\sum_j r_j^+ = R^+ \quad (3)$$

$$\sum_j r_j^- = R^- \quad (4)$$

<sup>7</sup> PSR, Di Avante, Wolak e Inostroza J.R. (2019) entregan una completa revisión de los procesos de co-optimización de energía y SSCC de reservas en los mercados de los Estados Unidos y Europa.

<sup>8</sup> Un modelo de optimización clásico de predespacho cuenta con una resolución horaria y toma en cuenta todas las restricciones operativas del sistema, como, por ejemplo: balance hídrico de los embalses, el funcionamiento térmico, las energías renovables, red de transmisión y la reserva operativa para el control de frecuencia. Algunas de estas restricciones son no convexas, como el “unit commitment” para las plantas térmicas, de modo que, se requiere un algoritmo de solución de programación entera mixta (MIP).

<sup>9</sup> Coordinador (2020b).

$$r_j^+ \leq \bar{R}_j^+ \quad (5)$$

$$r_j^- \leq \bar{R}_j^- \quad (6)$$

$$g_j \leq \bar{g}_j \quad (7)$$

$$g_j + r_j^+ \leq \bar{g}_j \quad (8)$$

$$\underline{g}_j \leq g_j - r_j^- \quad (9)$$

Donde:

$z^{subasta}$  costo de operación óptimo bajo el esquema de las subastas

$j = 1, \dots, J$  índices de las plantas térmicas

$c_j$  costo variable de operación de la planta  $j$

$g_j$  energía producida por  $j$

$r_j^{+subasta}$  reserva de subida ofertada por la planta  $j$

$r_j^{-subasta}$  reserva de bajada ofertada por la planta  $j$

$d$  demanda

$\bar{g}_j$  capacidad de generación máxima

$\underline{g}_j$  generación mínima cuando se despacha

$R^+$  provisión de reserva de subida del sistema

$R^-$  provisión de reserva de bajada del sistema

$\bar{R}_j^+$  reserva de subida máxima de la planta  $j$

$\bar{R}_j^-$  reserva de bajada máxima de la planta  $j$

$\gamma_j^{+subasta}$  precio ofertado por proveer la reserva de subida ofertado por la planta  $j$

$\gamma_j^{-subasta}$  precio ofertado por mantener la reserva de bajada ofertado por la planta  $j$

El modelo tiene como variables de decisión la energía y las cantidades asignadas de reserva de subida y bajada. En la función objetivo en (1) los costos variables de operación de las centrales se representan por la expresión

$$c_j \times g_j, \quad (10)$$

Mientras que el costo de proveer reservas de subida con la central  $j$  está dado por

$$r_j^{+subasta} \times \gamma_j^{+subasta}, \quad (11)$$

y el costo de proveer reservas de bajada con la misma central se representa por

$$r_j^{+subasta} \times \gamma_j^{+subasta} \quad (12)$$

La restricción (2) implica que la suma de la generación de las unidades debe igualar a la demanda. Las restricciones (3) a (4) requieren que las sumas de las ofertas aceptadas de cada servicio complementario igualen a la demanda de ese producto. Las restricciones (5) a (6) imponen que los requerimientos de reserva de subida o bajada de la unidad no deben superar la reserva aceptada de esa unidad. La restricción (7) implica que la energía despachada debe ser menor o igual a la capacidad de la unidad de generación. La restricción (8) implica que la energía despachada más la suma de los incrementos de subida aceptados es menor o igual a la capacidad de la unidad. La restricción (9) implica que la energía despachada menos la cantidad de incrementos de bajada vendidos por la unidad es mayor o igual al nivel operativo mínimo de seguridad de la unidad de generación.

Con todo, el modelo planteado, además de la producción de energía horaria óptima de cada generador, también provee la asignación de reservas a corto plazo, para cada hora y nodo de la red.

## 3.2 Co-optimación bajo un esquema de planificación central

### 3.2.1 Co-optimación según el Coordinador

Para resolver el problema de planificación central Dictuc (2019e) plantea un modelo de operación que co-optimiza costos de operación y reserva, el cual, fue usado por el Coordinador para definir los precios máximos de los servicios de reserva.

El modelo de planificación central es similar al de la sección anterior y se ilustra a continuación. Nuevamente, por simplicidad de notación, se representa un sistema únicamente térmico y la operación de una hora. Como se mencionó, el problema real tiene 24 horas e incluye el sistema hidroeléctrico, las energías renovables, la red de transmisión más las restricciones de incorporación para las plantas térmicas, como, por ejemplo, costos de partida y parada y tiempos de actividad mínimo y de inactividad.

$$z^{central} = Min \sum_j [c_j \times g_j + c_j \times (\pi^+ \times r_j^+ - \pi^- \times r_j^-)] + \sum_j (\theta^+ \times r_j^+ + \theta^- \times r_j^-) \quad (13)$$

$$\sum_j g_j = d \quad (14)$$

$$\sum_j r_j^+ = R^+ \quad (15)$$

$$\sum_j r_j^- = R^- \quad (16)$$

$$r_j^+ \leq \bar{R}_j^+ \quad (17)$$

$$r_j^- \leq \bar{R}_j^- \quad (18)$$

$$g_j \leq \bar{g}_j \quad (19)$$

$$g_j + r_j^+ \leq \bar{g}_j \quad (20)$$

$$\underline{g}_j \leq g_j - r_j^- \quad (21)$$

Donde:

$z^{central}$  costo de operación óptimo calculado centralmente

$j = 1, \dots, J$  índices de las plantas térmicas

$c_j$  costo variable de operación de la planta  $j$

$g_j$  energía producida por  $j$

$r_j^+$  reserva de subida proporcionada por la planta  $j$

$r_j^-$  reserva de bajada proporcionada por la planta  $j$

$d$  demanda

$\bar{g}_j$  capacidad de generación máxima

$\underline{g}_j$  generación mínima cuando se despacha

$R^+$  provisión de reserva de subida del sistema

$R^-$  provisión de reserva de bajada del sistema

$\bar{R}_j^+$  reserva de subida máxima de la planta  $j$

$\bar{R}_j^-$  reserva de bajada máxima de la planta  $j$

$\theta_j^+$  costos directos de mantener la reserva de subida

$\theta_j^-$  costos directos de mantener la reserva de bajada

$\pi^+$  probabilidad de activación de la reserva de subida

$\pi^-$  probabilidad de activación de la reserva de bajada

El modelo tiene como variables de decisión la energía y las cantidades asignadas de reserva de subida y bajada. De aquí que, además de los costos variables de operación de la central  $j$  dados

por  $c_j \times g_j$ , se incluye en la función objetivo en (13) una estimación de los costos de activación de las reservas de esa central mediante la expresión

$$c_j \times (\pi^+ \times r_j^+ - \pi^- \times r_j^-). \quad (22)$$

En la expresión anterior, se representan los costos de activación de las reservas de subida y de bajada a través de probabilidades:  $\pi^+$  y  $\pi^-$ , respectivamente<sup>10</sup>, mientras que  $r_j^+$  y  $r_j^-$  son las reservas de subida y bajada que provee la central  $j$ . Dictuc, justifica la consideración de las probabilidades de activación, pues, según señalan, sin la consideración de dichos parámetros el modelo tendería a privilegiar la asignación de reservas a unidades con costos directos de provisión de capacidad de reserva bajos y costos de operación altos, frente a unidades con costos directos de provisión más altos, pero costos de operación bajos, incluso cuando estas últimas resulten en menores costos totales, dado su bajo costo de activación. De este modo, el término da cuenta en la función objetivo del monto esperado de activación de la reserva y su respectivo costo para el sistema.

Los costos directos de proveer las reservas de subida y bajada, los que pueden incluir las pérdidas de eficiencia producto de la provisión de reservas, desgastes y costos adicionales de mantención, se representan según la expresión

$$\theta_j^+ \times r_j^+ + \theta_j^- \times r_j^-. \quad (23)$$

En donde  $\theta_j^+$  y  $\theta_j^-$  son los costos directos de proveer las reservas de subida y bajada con la central  $j$ , respectivamente.

De igual modo, la función objetivo planteada en (13) se puede reescribir de la siguiente manera:

$$z^{óptimo} = Min \sum_j c_j \times g_j + \sum_j r_j^+ \times (\theta_j^+ + \pi^+ \times c_j) + \sum_j r_j^- \times (\theta_j^- - \pi^- \times c_j). \quad (24)$$

En la expresión anterior, el término  $r_j^+ \times (\theta_j^+ + \pi^+ \times c_j)$  es el costo completo de la reserva de subida entregado por la central  $j$ . Mientras que el término  $r_j^- \times (\theta_j^- - \pi^- \times c_j)$  representa el costo total de la reserva de bajada entregado por dicha unidad.

Con todo, al resolver este problema de optimización se obtiene la generación y la provisión de reservas que permiten abastecer la demanda a mínimo costo, bajo un esquema de planificación central. Se desprende entonces que, si el regulador acierta en la estructura de costos por dar los

---

<sup>10</sup> En CNE (2019b) se establece que las probabilidades de activación de las reservas deben ser calculadas por el Coordinador a partir de la estadística de la operación real, la cual, debe considerar una ventana de al menos 6 meses. Sin embargo, en un artículo transitorio de la misma resolución, la CNE definió los valores que deberían usarse entre enero a septiembre de 2021.

servicios de reserva, bastaría que el Coordinador resuelva este problema de co-optimización, del cual, se obtendría inmediatamente la generación y la asignación óptima de las reservas<sup>11</sup>.

### 3.2.2 Variables duales y precios máximos

En el problema de co-optimización planteado en la sección anterior, el precio pagado por la energía es igual al aumento en el valor optimizado de la función objetivo planteada en (13) y asociada con el aumento en una unidad en la demanda. De este modo, el precio spot de energía corresponde a la variable dual  $\lambda_d$  de la restricción de demanda  $\sum_j g_j = d$  planteada en (14).

De igual manera, el precio pagado por los servicios de reserva es igual al aumento en el valor optimizado de la función objetivo asociada con el aumento en una unidad de la demanda de ese servicio complementario. Entonces, de las expresiones de la sección anterior se pueden obtener las variables duales asociadas a las restricciones de reserva. La variable dual  $\lambda^+$ , asociada a la restricción de la reserva de subida  $\sum_j r_j^+ = R^+$ , planteada en (15), entrega el costo marginal de proveer este servicio. Mientras que la variable dual  $\lambda^-$ , asociada a la restricción de la reserva de bajada  $\sum_j r_j^- = R^-$ , planteada en (16), entrega el costo marginal de proveer la reserva de bajada.

Se debe tener presente que las variables duales  $\lambda^+$  y  $\lambda^-$ , que representan el costo de marginal de entregar las reservas de subida y bajada, incluyen los costos de oportunidad y cualquier costo directo de proveer reservas, entre ellos, los costos de activación que fueron considerados en valor esperado en la función objetivo en (13)<sup>12</sup>. Es así que para el cálculo de los precios máximos usados por el Coordinador deben realizarse ciertas correcciones. En el caso de reservas de subida, puesto que el precio sombra de la restricción de reserva  $\lambda^+$  ya considera un componente probabilístico del costo de activación, para el cálculo del precio máximo se descuenta la compensación que la unidad recibirá en el mercado de la energía:

$$Pmax^+ = \lambda^+ - \pi^+ \times \lambda_d. \quad (25)$$

En caso de las reservas de bajada, el valor esperado de su activación se obtiene de sumarle al precio sombra de bajada  $\lambda^-$ , la compensación esperada que la unidad recibirá en el mercado de la energía, es decir,

$$\lambda^- + \pi^- \times \lambda_d, \quad (26)$$

de aquí que el precio máximo de bajada se obtiene como

<sup>11</sup> PSR y Moray (2018) ofrecen una metodología alternativa que permite calcular las reservas óptimas. La metodología sugerida propone una modelación simplificada para reflejar los diferentes componentes que debe considerar la definición de una reserva operativa probabilística: determinación de la reserva operativa necesaria para el manejo de la variabilidad; fluctuación de variaciones de la demanda en cada uno de los sistemas y costo de la energía no suministrada asociada a niveles de reserva insuficientes. Una vez definida la reserva óptima se puede simular el predespacho bajo diferentes escenarios probabilísticos; con ello, resulta endógenamente la probabilidad y los costos de activación de las reservas, y su correspondiente impacto en los costos marginales de energía.

<sup>12</sup> Si la estructura de costos es representativa de los costos en los que incurren los generadores por proveer los servicios de reserva, estos precios son exactamente los que aparecerían en un sistema de subastas con ausencia de poder de mercado.

$$\frac{\lambda^-}{\pi^-} + \lambda_d, \quad (27)$$

En Dictuc (2019e) se propone ponderar estos valores por factores que representan la incertidumbre en los parámetros del modelo y por otro que pueda dar cuenta de posibles situaciones de poder de mercado, sin embargo, no se entrega una mayor argumentación respecto del cálculo de estos factores. Finalmente, en CNE (2019b) se reportan estos precios máximos y los correspondientes factores de ponderación.

#### 4. Metodología y bases del estudio

Tal como se indicó en la introducción, este estudio busca identificar los impactos que el mecanismo de las subastas de los servicios de reservas tiene en el suministro a mínimo costo de la energía, en los precios y en las transferencias spot de energía.

La metodología del estudio consiste en resolver el problema de co-optimización de energía y reservas bajo el esquema de subastas planteado en (1) y luego, comparar sus resultados con los que se obtienen de resolver el problema según una planificación central. Para el caso de una asignación central basada en costos, se tomará el modelo de co-optimización de energía y reservas planteado en (13) y que era resuelto diariamente por el Coordinador con el propósito de calcular los precios sombra y costos de activación, que le permitían definir los precios máximos de las subastas de cada servicio de reserva.

El estudio se centra en el suministro de enero a septiembre de 2020. Para cada día el Coordinador publicó en su web las bases de las corridas para ambas modalidades. Si bien, no se publicaron todas las ofertas de los generadores, si se encuentran publicadas las reservas físicas y los precios adjudicados por central; información suficiente para reconstruir las corridas en la modalidad de las subastas<sup>13</sup>.

Para el pre despacho, o programación horaria de las centrales, se usa el módulo de corto plazo de Plexos<sup>14,15</sup>, el cual dispone de la modalidad de co-optimización. Este modelo resuelve el problema de optimización, a través del planteamiento de una programación mixta que combina variables continuas y enteras —en inglés *Mixed Integer Programming, mip*—. En la modalidad de co-optimización, además, se deben incluir como datos de entrada, las ofertas de reservas y sus respectivos precios o costos de proveerla.

---

<sup>13</sup> El Coordinador publica las asignaciones físicas de las reservas (en MW) y los correspondientes precios (en U\$S/MW-hr). Con algunos meses de retraso publica valores medios y desviaciones estándar de las ofertas hechas.

<sup>14</sup> Plexos es el modelo utilizado por el Coordinador para la optimización horaria del predespacho de las unidades del sistema en un horizonte de siete días.

<sup>15</sup> Con un horizonte de una semana, los archivos de entrada de Plexos, consideran, entre otros, los siguientes datos horarios: caudales de las centrales hidroeléctricas, generación eólica y solar, costos y disponibilidad de los combustibles y la disponibilidad de las centrales.

Al correr Plexos se obtienen los resultados horarios para ambos casos: generación de las centrales, las centrales asignadas con reservas, costos de operación y costos marginales de la energía. Con los retiros físicos horarios de cada generador, la generación y los costos marginales horarios de cada caso, se construyen los Balances de Inyecciones y Retiros mensuales; lo que permite identificar los cambios en las posiciones vendedoras o compradoras de energía de las empresas. Puesto que Enel, Colbún y Engie y Tamakaya son los principales generadores deficitarios de energía, se compararán sólo los balances mensuales de estas empresas. La figura 1 muestra un esquema del proceso.

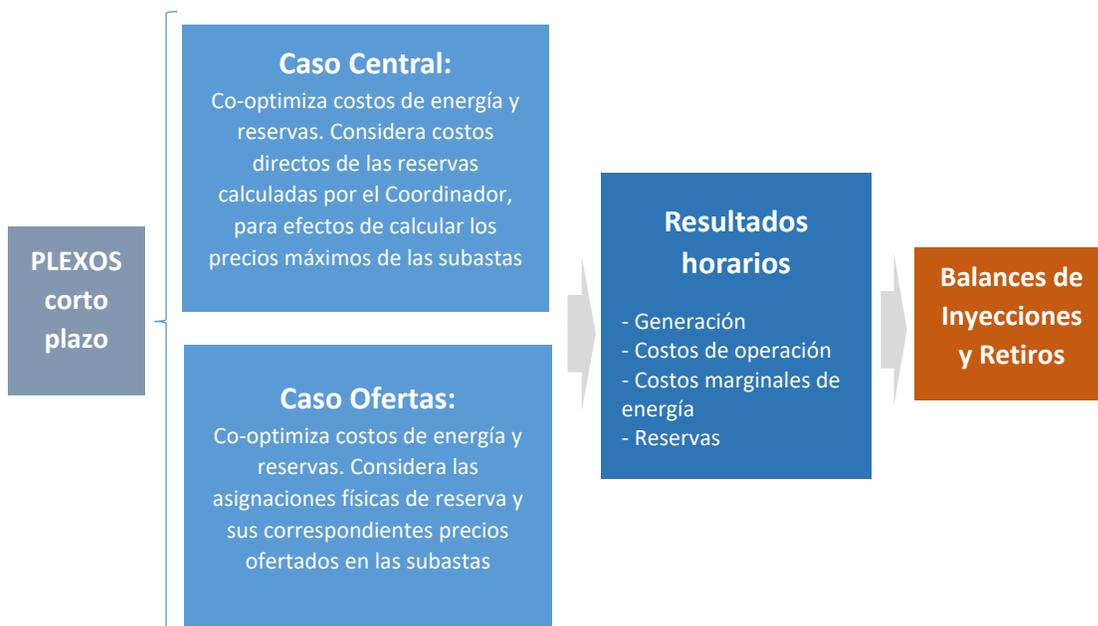


Figura 1. Metodología del estudio.

Puesto que los precios de los combustibles y el valor del agua de los embalses no varían significativamente al interior de una semana, se realizaron corridas semanales de Plexos<sup>16</sup>, requiriéndose para cada caso de 36 corridas (4x9) para todo el período y de 9 balances mensuales.

<sup>16</sup> Una actualización diaria de las corridas semanales con detalle horario, se justificaría si ocurren cambios relevantes dentro de la semana en los principales datos de entrada que definen la operación del sistema, tales como: precios y disponibilidad de combustibles, cotas de los embalses, y generación con recursos renovables (hidrología, viento o radiación solar). Al respecto, los precios y disponibilidad de combustibles se actualizan semanalmente. Por otro lado, con la excepción de Pehuenche, los embalses relevantes que suelen dar reserva: El Toro, Colbún, Rapel, Canutillar y el complejo Cipreses, tienen regulación de más de una semana, además, la hidrología se ha mantenido con excedencias altas en gran parte del año, lo que implica que su valor del agua no debiera sufrir cambios bruscos al interior de una semana. En cuanto a la generación solar y eólica, su variación es más bien horaria, lo que está bien recogido en los datos horarios de entrada definidos en las bases.

## 5. Resultados de las simulaciones

En esta sección se reportan y comparan los resultados de la operación que resultan de ambas metodologías. El Caso Central se refiere a la co-optimización basada en considerar costos eficientes de suministrar energía y reservas; según los valores calculados por el Coordinador. El Caso Subastas considera los resultados obtenidos de cooptimizar energía y reservas, éstas últimas, según los precios y cantidades asignadas por el Coordinador en las subastas de reservas.

### 5.1 Generación y asignación de las reservas

La tabla 2 muestra la generación por tipo de tecnología para ambos casos. Se aprecia que con las subastas disminuye la generación a carbón, la cual es sustituida principalmente por generación a gas.

	Central	Subastas	Diferencia	%
Carbón	21	20	-1	-4%
Energía renovable <sup>1</sup>	23	23	0	0%
GNL <sup>2</sup>	6	7	1	13%
Gas natural de Argentina	4	4	0	1%
Petróleo	0	0	0	0%
Total	54	54		

Notas:

<sup>1</sup> Incluye generación hidráulica, eólica, solar y biomasa.

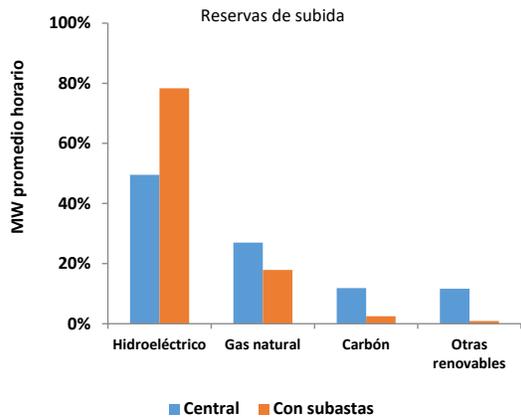
<sup>2</sup> Incluye GLP y propano

Tabla 2. Generación según tecnología (en TWh).

La figura 2, panel a), muestra cómo varía la asignación de las reservas de subida y bajada por tipo de tecnología. De la figura se aprecia que en los servicios de subida, las centrales hidroeléctricas aumentan su participación desde 50 a 78%, mientras que las centrales a carbón bajan desde 12 a 2% y las a gas bajan desde 27 a 18%. En los servicios de bajada, las hidroeléctricas bajan su participación desde 42 a 34% y las centrales a carbón desde 29 a 13%, mientras que las unidades a gas suben su participación desde 20 a 48%.

La misma figura 2, panel b), muestra la asignación de los servicios de reserva de subida y bajada entre los principales generadores y el resto de los generadores que son agregados en la categoría "Otros". De la figura se aprecia que las subastas concentran aun más la asignación en los cuatro principales generadores. En efecto, la participación de estos generadores en los servicios de subida aumenta desde 77 a 96%, mientras que en los de bajada también sube desde 55 a 83%. Como consecuencia, los otros generadores disminuyen su participación desde 23 a 4% en el caso de los servicios de reserva de subida, y desde 45 a 17% en el caso de los servicios de reserva de bajada.

### a) Asignación por tecnología



### b) Asignación por empresas

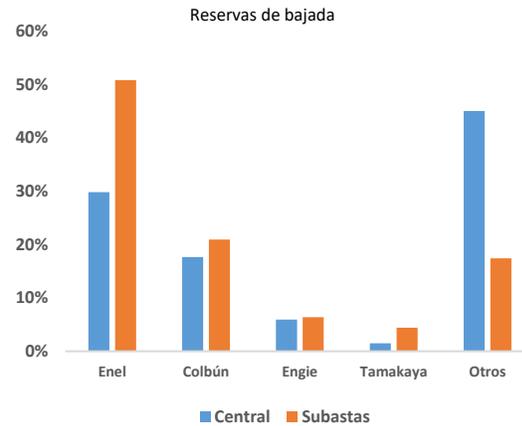
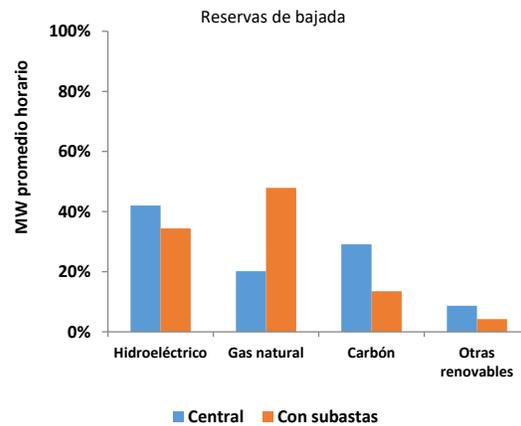
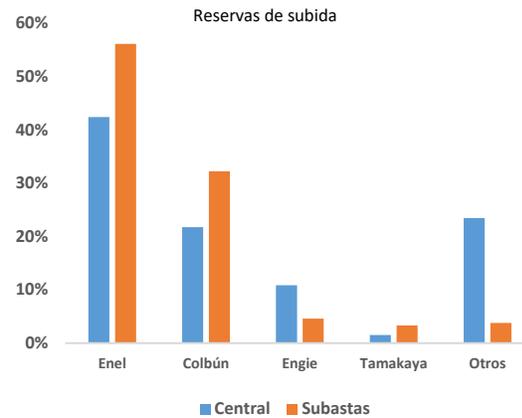


Figura 2. Cambios en la asignación de reservas.

## 5.2 Costos operacionales

La tabla 3 muestra los costos operacionales para ambos casos. Los costos variables corresponden a los costos por el uso de combustibles y a los costos variables no combustibles, y que no incluyen los costos de activación de las reservas. Los costos de encendido y apagado se refieren principalmente a los costos de combustible y de mantenimiento asociados a las partidas y paradas de las centrales termoeléctricas.

Los costos de activación de las reservas son los costos variables de operación en los que se incurre por la activación de las reservas. En la valoración de los costos de activación de las centrales asignadas con reservas en el Caso Subastas, se han tomado los costos de activación calculados centralmente por el Coordinador para dichas unidades. Esto permite comparar los costos de ambos casos con exactamente la misma probabilidad de activación de las reservas.

La tabla muestra que en al subastar los servicios, la nueva asignación de centrales que dan los servicios de reserva incrementa los costos operacionales del sistema en US\$57 millones, 6% más



que los costos en los que habría incurrido el sistema de haberse asignado centralmente las reservas.

	Central	Subastas	Diferencia
Costos variables	929	958	29
Costos encendido-apagado	10	26	16
Costos activación reservas	63	75	12
<b>Costos operacionales</b>	<b>1.002</b>	<b>1.060</b>	<b>57</b>
			<b>6%</b>

Tabla 3. Costos operacionales (en millones de US\$).

En particular, una buena parte de los US\$29 millones de aumento en los costos variables mostrados en la tabla anterior, se explican por mayores operaciones de las centrales termoeléctricas en sus mínimos técnicos operacionales<sup>17</sup>. En efecto, la tabla 4 muestra que los costos variables relacionados con operaciones a mínimos técnicos, aumentan en US\$ 26 millones, 112% respecto del Caso Central<sup>18</sup>. Este aumento se produce en buena parte debido a la mayor operación de las centrales termoeléctricas a gas, cuyos costos por operaciones a mínimo técnico suben en US\$15 millones, respecto del Caso Central.

	Central	Subastas	Diferencia
GNL	5	20	15
Otros	18	30	11
<b>Costos mínimos técnicos</b>	<b>24</b>	<b>50</b>	<b>26</b>
			<b>112%</b>

Tabla 4. Costos adicionales por operaciones a mínimo técnico (en millones de US\$).

Estos costos adicionales por operaciones a mínimo técnico se asignan entre los generadores a prorrata de los retiros de energía que deban realizar estos generadores para suministrar a sus clientes. Dependiendo de los contratos de suministro que tengan los generadores con sus clientes, estos costos se trasladarán a los clientes en la forma de cargos laterales.

### 5.3 Costos marginales de energía

La tabla 5, sección a), reporta el promedio del costo marginal horario en la barra Quillota 220 kV para cada caso. El costo marginal promedio en el Caso Central es US\$39,2/MWh, mientras que en

<sup>17</sup> Estos costos operacionales están incluidos en los costos variables reportados en la tabla 2.

<sup>18</sup> Estos costos adicionales se producen cuando el costo marginal de la energía no es suficiente para cubrir el total de los costos de operación de las centrales termoeléctricas.



el Caso Subastas el valor promedio es de US\$38,3/MWh, con una caída de US\$1/MWh, un 3% por debajo si se compara con una asignación central de las reservas.

La sección b) de la misma tabla muestra las caídas del precio (con signo negativo) respecto del Caso Central. En particular, en el percentil del 10% de las mayores caídas, el precio disminuye en US\$14/MWh respecto del Caso Central.

Por su parte, la sección c), muestra los costos marginales promedios, según los bloques horarios. En los tres bloques los precios caen, y en particular la mayor caída se da en el bloque que va desde las 08:00 a las 18:00 hrs, en donde el costo marginal cae en promedio 4%, US\$2/MWh.

	Central	Subastas	Diferencia	%
<b>a) Costo marginal promedio</b>	<b>39,2</b>	<b>38,3</b>	<b>-1,0</b>	<b>-3%</b>
b) Caídas promedio según percentil				
p10%			-14	
p50%			-1	
p90%			10	
c) Costo marginal por bloques horario				
Bloque 00:00 a 08:00	38,4	37,6	--1	-2%
Bloque 08:00 a 18:00	37,0	35,5	-2	-4%
Bloque 18:00 a 24:00	44,0	43,9	-0,1	-0,3%

Tabla 5. Costos marginales de energía (US\$/MWh).

## 5.4 Balances comerciales de Inyecciones y Retiros

El balance comercial de inyecciones y retiros de cada generador en el spot, se obtiene de valorar las inyecciones de sus centrales generadoras y los retiros de sus clientes, al costo marginal de energía de la correspondiente barra del sistema. De este modo, si el valor neto es positivo, significa que el generador inyecta más energía al sistema de la que retira, por el contrario, si es negativo, retira más energía de la que inyecta con sus centrales. Es así que, para cada generador, el balance comercial de las compras o ventas de energía en el mercado spot se obtiene como,

$$\sum_i I_i \times cmg_i - \sum_j R_j \times cmg_j, \quad (28)$$

con  $I_i$  las inyecciones del generador en la barra  $i$ ,  $R_j$  los retiros del generador en la barra  $j$ ,  $cmg_i$  y  $cmg_j$ , los costos marginales en las barras  $i$  y  $j$ , respectivamente. El balance se calcula mensualmente y se hace considerando todas las horas del mes. Cabe señalar que la expresión (28)



no considera las ventas a clientes por contratos de suministro de energía. Tampoco se han considerado los contratos de suministro entre generadores<sup>19</sup>.

La tabla 6 muestra un resumen con los balances de energía de los generadores que concentran el mayor volumen de contratos de suministro, y que, son los principales compradores de energía en el mercado spot — valores negativos. El panel a) muestra las compras físicas, mientras que el b) reporta las compras valorizadas para los meses de enero a septiembre de 2020. Si bien, Colbún normalmente es una empresa deficitaria de energía, en 2020 aparece como excedentario debido a que compró GNL de oportunidad a US\$2,5/MMBTU.

De la tabla se aprecia que, en forma agregada, estos generadores disminuyeron sus compras en alrededor de 499 GWh, que en términos valorizados implicó menores compras por US\$24 millones, un 11% menos respecto al caso con asignación central. Estas menores compras de energía se reflejan como menores ventas de los generadores excedentarios, en su mayoría centrales de energía renovable.

	Central	Subastas	Diferencia
<b>a) Compras físicas (GWh)</b>			
Colbún	1.364	1.168	-196
Enel	-1.801	-1.707	95
Engie	-2.620	-2453	167
Tamakaya	-1.707	-1.274	433
<b>Total</b>	<b>-4.765</b>	<b>-4.266</b>	<b>499</b>
			<b>10%</b>
<b>b) Compras valorizadas (millones de US\$)</b>			
Colbún	51	47	-4
Enel	-89	-87	2
Engie	-107	-100	8
Tamakaya	-69	-51	18
<b>Total</b>	<b>-215</b>	<b>-191</b>	<b>24</b>
			<b>11%</b>

Tabla 6. Compras simuladas de energía en el spot (enero a septiembre de 2020).

<sup>19</sup> Los contratos de suministro que podrían existir entre generadores, corresponden a acuerdos privados con condiciones contractuales que no son de conocimiento público.



## 6. Conclusiones

Entre enero y septiembre de 2020 el Coordinador subastó los servicios complementarios de reserva secundaria y terciaria en el sistema interconectado. Las subastas fueron suspendidas a fines de septiembre, para luego ser retomadas a fines de diciembre del mismo año. En su nueva modalidad, las subastas se restringen a algunas partidas relacionadas con costos directos de proveer los servicios y, además, se introducen precios máximos que dan cuenta de revisiones en la concentración de mercado por proveer estos servicios.

Este estudio muestra que la subasta de los servicios complementarios no es un mecanismo que garantice la operación a mínimo costo del sistema. Las subastas modifican la asignación óptima de las reservas, con consecuencias en los costos de operación del sistema, en los pagos laterales que son traspasados a las cuentas de los clientes finales y en las transacciones spot de energía entre los generadores.

En efecto, entre enero y septiembre de 2020, las subastas incrementaron los costos de operación del sistema en US\$57 millones, un 6% adicional respecto de un mecanismo de asignación central. Una buena parte de estos costos adicionales se explican por operaciones a mínimo técnico más frecuentes de las centrales termoeléctricas, en particular de las unidades a gas, US\$24 millones, los que en buena parte serán traspasados a los clientes.

Las subastas aumentaron la concentración de la asignación de las reservas entre los cuatro principales generadores que ofrecieron estos servicios. En efecto, la participación de estos generadores en los servicios de subida aumentó desde 77 a 96 por ciento, mientras que en los de bajada subieron desde 53 a 83 por ciento. Como consecuencia, los otros generadores disminuyen su potencial participación desde 22 a poco menos de 4 por ciento en el caso de los servicios de subida, y desde 45 a 17 por ciento, en el caso de los servicios de reserva de bajada.

En ese mismo período, el mecanismo de las subastas deprimió los precios spot de la energía en un promedio de US\$1/MWh, 3% por debajo del valor que resultaría de una asignación central. En particular, la caída llega a 4%, US\$2/MWh, en las horas fuera de punta. En el 10% de los peores casos, los precios caen US\$14/MWh. Los menores costos marginales obedecen al incremento de las operaciones a mínimo técnico de las centrales termoeléctricas.

Los menores precios spot de la energía implicaron menores compras de energía de los principales generadores que dominaron las adjudicaciones de las ofertas de los servicios de reservas, por US\$24 millones, 11% menos de las compras que potencialmente habrían resultado de una asignación central de las reservas. Estas menores compras se reflejaron en menores ventas de energía de los generadores excedentarios en el spot, en su mayoría centrales de energía renovable.

La evidencia mostrada en este estudio sugiere la conveniencia de suspender definitivamente las subastas de los servicios de reserva, pues, incluso con las modificaciones implementadas en diciembre de 2020, dicho mecanismo no garantiza la operación a mínimo costo del sistema interconectado. Las subastas permiten que los generadores que concentran las ofertas de servicios de reservas puedan seleccionar sus ofertas a fin de optimizar su posición comercial en el



corto plazo — incluyendo sus transacciones de energía y servicios de reservas —, una situación que, al no poder ser desafiada por el resto de los generadores del sistema, les entrega a estos generadores un espacio para un potencial ejercicio de poder de mercado.

En su reemplazo, se sugiere implementar un esquema coherente con una planificación central de la operación de corto plazo de las unidades, pues, los principales costos relacionados con la provisión de las reservas: costos de oportunidad y activación, ya se encuentran recogidos en los costos operacionales auditados por el Coordinador.

## Referencias

CNE, 2019a, Norma técnica de servicios complementarios, Comisión Nacional de Energía, diciembre.

CNE, 2019b, Resolución ministerial exenta N°823 que fija los valores máximos para las ofertas de subastas de servicios complementarios de control secundario y terciario de frecuencia, Comisión Nacional de Energía, diciembre.

CNE, 2020a, Resolución ministerial exenta N°442 que modifica y reemplaza Informe de Definición de Servicios Complementarios, noviembre, Comisión Nacional de Energía, noviembre.

CNE, 2020b, Resolución ministerial exenta N°443 que fija los mecanismos de determinación de los valores máximos para las ofertas de subasta de Servicios Complementarios de Control Secundario y Terciario de Frecuencia, Comisión Nacional de Energía, noviembre.

CNE, 2020c, Resolución ministerial exenta N°493 que fija los mecanismos de determinación de los valores máximos para las ofertas de subasta del Servicio Complementario de Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia, Comisión Nacional de Energía, noviembre.

Coordinador, 2019a, Informe de definición de servicios complementarios año 2020, Coordinador Eléctrico Nacional, contenida en la resolución ministerial N°827 de la Comisión Nacional de Energía, diciembre.

Coordinador, 2020a, Informe de servicios complementarios año 2021, Coordinador Eléctrico Nacional, junio.

Coordinador, 2020b, Minuta remuneración de SSCC, Coordinador Eléctrico Nacional, agosto.

Coordinador, 2020c, Minuta GM N°23-2020 Modelación y Asignación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia Instrucción Directa, Departamento de Programación, Coordinador Eléctrico Nacional, septiembre.

Dictuc, 2019a, Análisis económico de las condiciones de competencia en el mercado de SSCC, marzo.



Dictuc, 2019b, Análisis económico de las condiciones de competencia en el mercado de SSCC integrado con el mercado de energía y determinación de reglas específicas de subastas y licitaciones, marzo.

Dictuc, 2019c, Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios, mayo.

Dictuc, 2019d, Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios, septiembre.

Dictuc, 2019e, Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios, noviembre.

Muñoz, F. y Harrison, R., 2020, Análisis y Propuestas de Mejora para el Mercado de SSCC de CSF y CTF, septiembre.

Panel de Expertos, 2020, Informe de Servicios Complementarios, Dictamen N°6, octubre.

PSR, Di Avante, Wolak, F., e Inostroza J.R., 2019, Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), preparado para la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia (CREG).

PSR y Moray, 2018, Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes, estudio encargado por la Asociación Gremial de Generadores de Chile.