



# Reporte Vinken SSCC Noviembre 2021

## Mercado de SSCC Noviembre 2021

Durante el mes de noviembre del 2021 el funcionamiento del mercado de Servicios Complementarios en sus diferentes productos mostró un comportamiento similar al mes de octubre del 2021. Gran parte de los productos<sup>1</sup> continúan asignándose de manera directa, siendo CTF+ el único producto con una mayor asignación por el mecanismo de ofertas, con alrededor del 22% del requerimiento.

Respecto a las tecnologías asignadas, durante el mes de noviembre la tecnología predominante en la provisión de la mayoría de los SSCC fueron las unidades hídricas de embalse, especialmente en los servicios de subida, donde más de un 60% del requerimiento fue asignado a este tipo de tecnologías. Respecto a centrales solares y eólicas, la participación solar en CSF- llegó a casi un 8% del requerimiento. Adicionalmente, en CTF- la asignación a centrales solares y eólicas fue de un 3.83% y 2.03%, respectivamente. Estos resultados ilustran cómo centrales de naturaleza variable pueden ser proveedores efectivos de SSCC para el sistema eléctrico nacional. En relación a la asignación por empresas, se aprecia cómo para CPF-, CSF+, CSF- y CTF+ gran parte del requerimiento, cercano al 90%, es provisto por 2 empresas. Es importante recalcar sí que gran parte de estos servicios han sido asignados por instrucción directa. Sin embargo, tal como fue discutido en la editorial del mes de septiembre, es relevante evaluar qué incentivos están siendo los más relevantes para que los resultados del mercado de SSCC muestren tan poca asignación asociada al mecanismo de ofertas.

Durante el mes de diciembre se hizo pública la versión preliminar del Informe de SSCC del año 2022<sup>2</sup>. En cuanto a las condiciones de competencia no existen diferencias respecto al régimen actual, donde todos los productos de control de frecuencia, a excepción de CPF+, están sujetos al régimen de subastas. Un elemento que sí consideramos importante de resaltar es la metodología utilizada para el cálculo del requerimiento de Cargas Interrumpibles (CI). Tal como se presentó en la editorial del mes de Octubre, eliminar barreras de entrada a que recursos como la demanda eléctrica puedan participar en el mercado de SSCC y en otras instancias de los mercados eléctricos, es crítico. En el mediano plazo esto requiere un rediseño de diversos elementos de los mercados eléctricos. Sin embargo, en el corto plazo productos asociados a SSCC sí entregan un camino para incentivar la participación de la demanda, como por ejemplo el producto de CI.

Pese a lo anterior, el Coordinador basa su metodología para el cálculo del requerimiento de CI solamente en términos de dimensiones de seguridad del suministro, sin considerar aspectos de eficiencia económica que también están presentes en la definición misma de la necesidad de contar con SSCC, y que en nuestra opinión deberían ser agregados a la metodología del cálculo del requerimiento. En esta versión preliminar, el Coordinador vuelve a encontrar un requerimiento nulo para CI luego de aplicar una metodología que estima probabilidades de escasez de generación. El punto relevante es que esta metodología considera escenarios muy optimistas y otros supuestos que, en nuestra opinión deberían ponerse bajo revisión, pues no estarían capturando adecuadamente elementos que actualmente enfrenta el sistema eléctrico. En particular, los cálculos entregan probabilidades extremadamente pequeñas que no se condicen tanto con otros estudios del Coordinador<sup>3</sup>, que muestran lo potencialmente estresado del sistema en los próximos meses, como con las condiciones ocurridas durante el año 2021<sup>4</sup>, pese a las cuales no se realizaron cambios en la metodología<sup>5</sup>. Es en estas condiciones críticas donde contar con ciertos recursos adicionales, a través del uso de cargas interrumpibles, podría ayudar a garantizar una operación segura y eficiente del SEN.

<sup>1</sup> CPF: Control Primario de Frecuencia, CSF: Control Secundario de Frecuencia, CTF: Control Terciario de Frecuencia. Los símbolos + y - se refieren a productos de subida y bajada, respectivamente.

<sup>2</sup> [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/12/2021.12.10-Informe\\_SSCC\\_2022.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/12/2021.12.10-Informe_SSCC_2022.pdf)

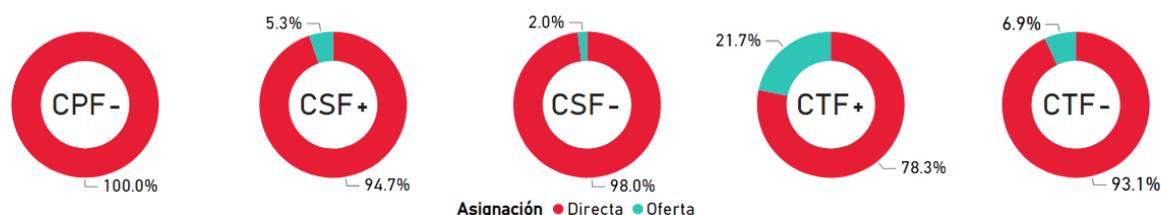
<sup>3</sup> <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/11/Sensibilidad-Estudio-de-Seguridad-de-Abastecimiento-Octubre-2021-Septiembre-2022.pdf>

<sup>4</sup> <https://www.emol.com/noticias/Economia/2021/11/25/1039372/desafios-sector-electrico-chile.html>

<sup>5</sup> La misma metodología fue aplicada en el Informe de SSCC del año 2021 cuantificando los mismos valores para estas probabilidades de escasez de generación.

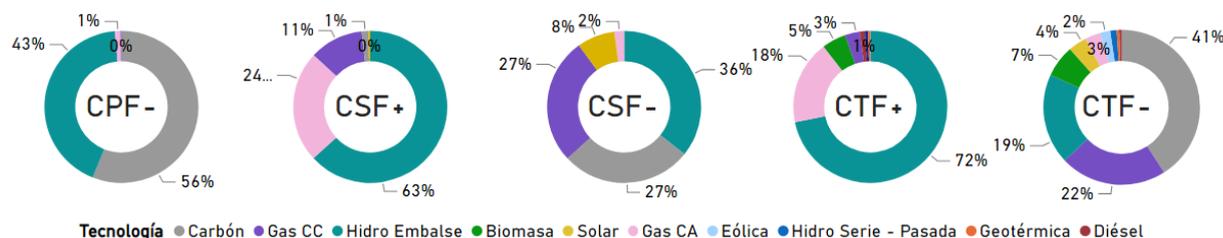
## Resultados de las Subastas

A continuación se presentan los resultados de las subastas publicados de manera diaria por el Coordinador Eléctrico Nacional<sup>6</sup> durante el mes de noviembre.



Variaciones porcentuales asignadas por oferta de noviembre con respecto a:	CPF-	CSF+	CSF-	CTF+	CTF-
Octubre	-0.0%	↓2.1%	↓0.8%	↑10.2%	↓1.3%
Enero-Octubre	↓10.1%	↓17.5%	↓15.5%	↓24.9%	↓38.9%

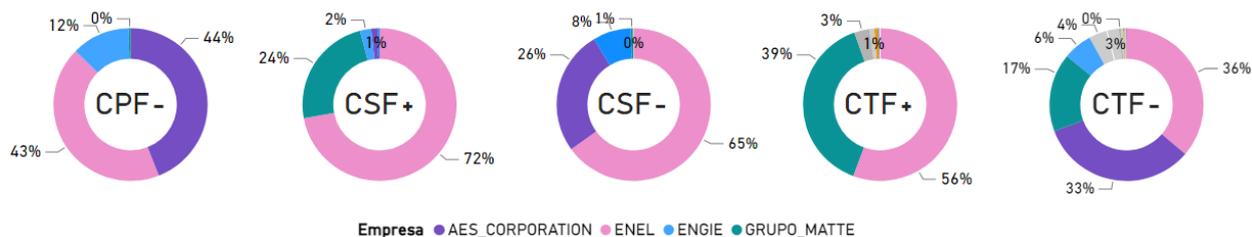
Todos los servicios continúan presentando un bajo porcentaje de asignación según el precio ofertado durante la subasta, donde en CPF- la totalidad del requerimiento fue asignado de manera directa<sup>7</sup>. Si bien es destacable el aumento observado en CTF+ con respecto al mes anterior, aún se encuentra lejos de los niveles observados durante el resto del año, donde cerca del 50% del requerimiento era asignado según la oferta.



Si bien existe una parte importante del requerimiento que es satisfecho mediante unidades térmicas, durante el mes de noviembre la tecnología predominante en la provisión de la mayoría de los SSCC fueron las **unidades hídricas de embalse**, especialmente en los servicios de subida, donde más de un 60% del requerimiento fue asignado a este tipo de tecnologías. Por otra parte es relevante la participación solar en Control Secundario, especialmente en el Control Secundario de Bajada donde un 7.94% del requerimiento fue asignado a centrales solares, mientras que en Control Terciario de Bajada la asignación a solares y eólicas fue de un 3.83% y 2.03%, respectivamente.

<sup>6</sup> En particular se considera la información que diariamente se publica en el archivo "Ofertas Adjudicadas e Índices de Competencia", disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion/>

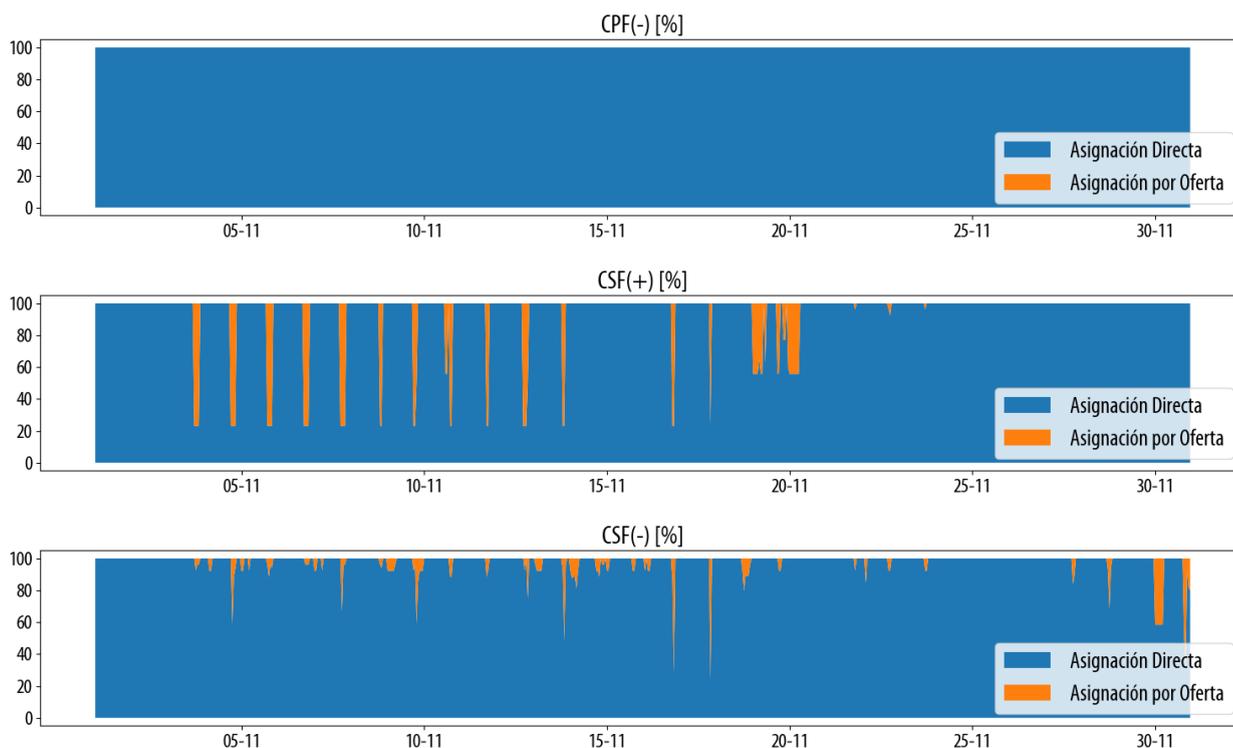
<sup>7</sup> La asignación directa indica que la unidad no ofertó o que su oferta quedó descartada por las reglas de Valores Máximos, pero que fue considerada en el proceso de co-optimización mediante el mecanismo de ofertas ampliadas.



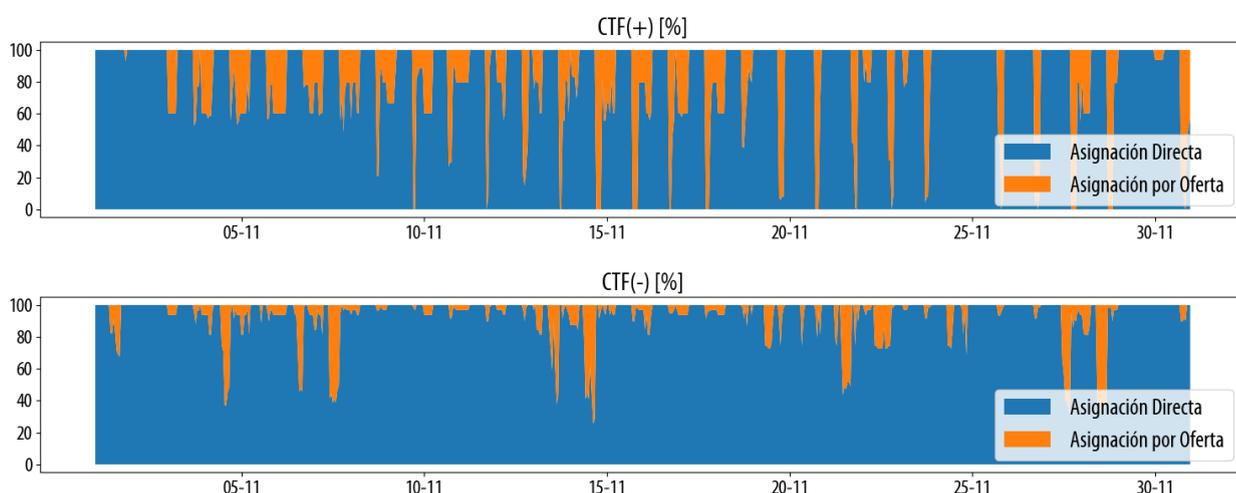
Respecto a los resultados por empresas, se empieza a observar cierta predominancia de algunos grupos empresariales en la asignación de SSCC, donde para los servicios de Control Primario de Bajada, Secundario de Subida y Bajada, y Terciario de Subida, cerca del 90% de la asignación es provisto solo por 2 empresas. Destaca el caso del Control Terciario de Bajada donde se observa una mayor asignación a otras empresas, pero donde de todas formas  $\frac{2}{3}$  del producto es asignado a 2 empresas.

### Detalle Resultados de las Subastas

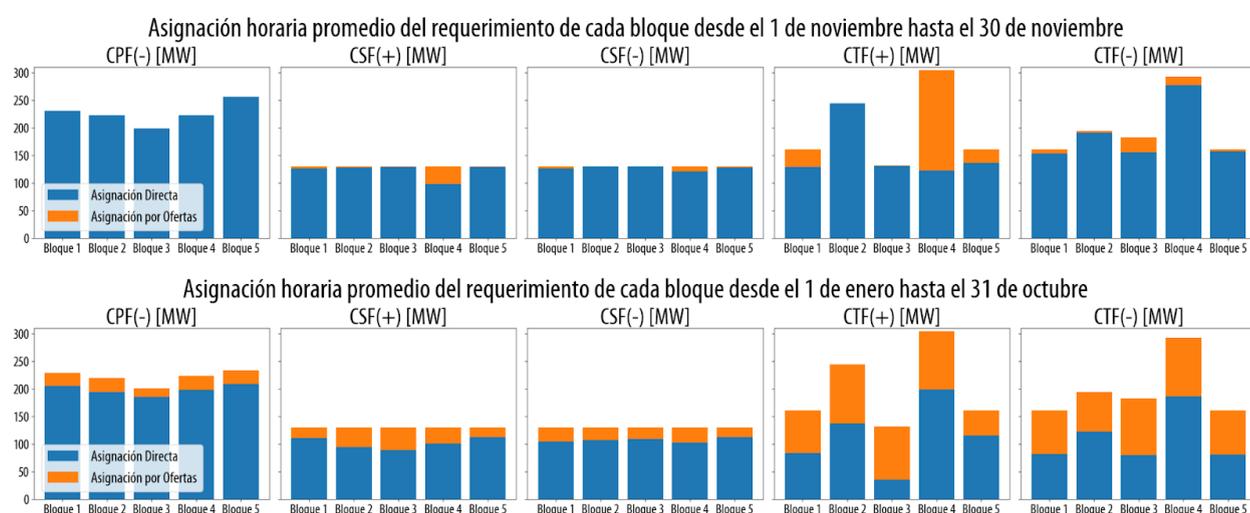
A continuación se presenta la asignación porcentual de cada SSCC durante noviembre del 2021, diferenciándose por asignación directa y por oferta<sup>8</sup>. Se observa que la **mayoría de los productos se están asignando de manera directa** y que la asignación mediante ofertas sigue cierta periodicidad en los productos de subida. Nuevamente, el producto con mayor asignación por oferta fue el Control Terciario, pero aún así prevalece asignación de manera directa.



<sup>8</sup> Asignación por oferta indica que la adjudicación se realiza según la oferta enviada por el oferente. Asignación Directa indica que la unidad no realizó oferta o que su oferta quedó descartada por las reglas de Valores Máximos, pero su participación fue requerida como parte del mecanismo de ofertas ampliadas y que esta participación fue valorizada de acuerdo al Valor Máximo correspondiente.



A continuación se muestran las distribuciones, por tipo de asignación, de cada bloque horario y servicio, según los requerimientos adjudicados en el período<sup>9</sup>. Se observa que la asignación según el precio ofertado en CTF+, CSF+ y CSF- se concentra principalmente en el bloque 4 (desde las 17:00 hasta las 20:59 hrs.), coincidiendo con las horas de salida del recurso solar. Tal como se observa en los gráficos anteriores, se aprecia la predominancia de la asignación de manera directa, más aún si se compara con los resultados de meses anteriores, puesto que **la mayoría de los productos y bloques siguen reduciendo de manera drástica su asignación por ofertas respecto al período comprendido entre enero y octubre.**

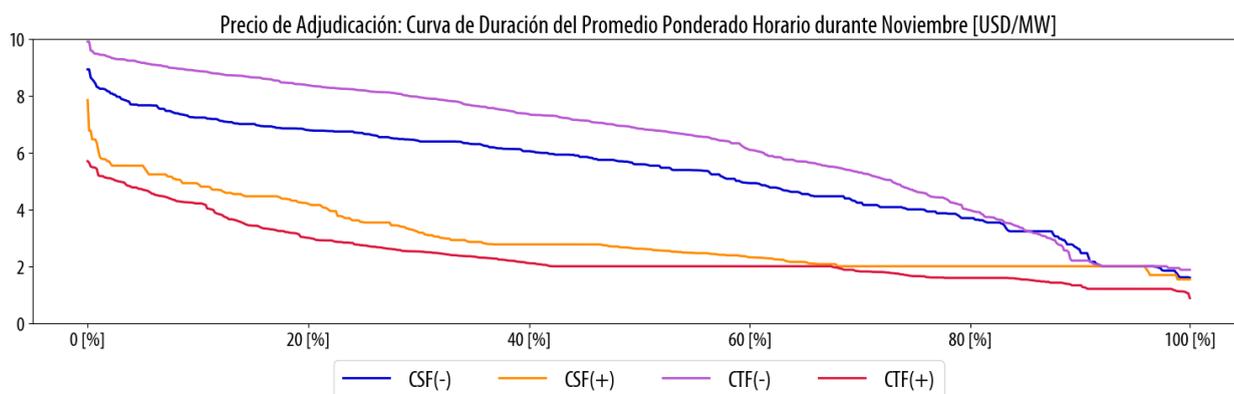


Se calculó el promedio ponderado de los precios adjudicados para cada hora del período de análisis en cada SSCC<sup>10</sup>. Dado que el actual esquema de subastas incentiva que los agentes oferten solo su costos directos de provisión de reservas, acotados por un precio máximo equivalente a los costos de desgaste

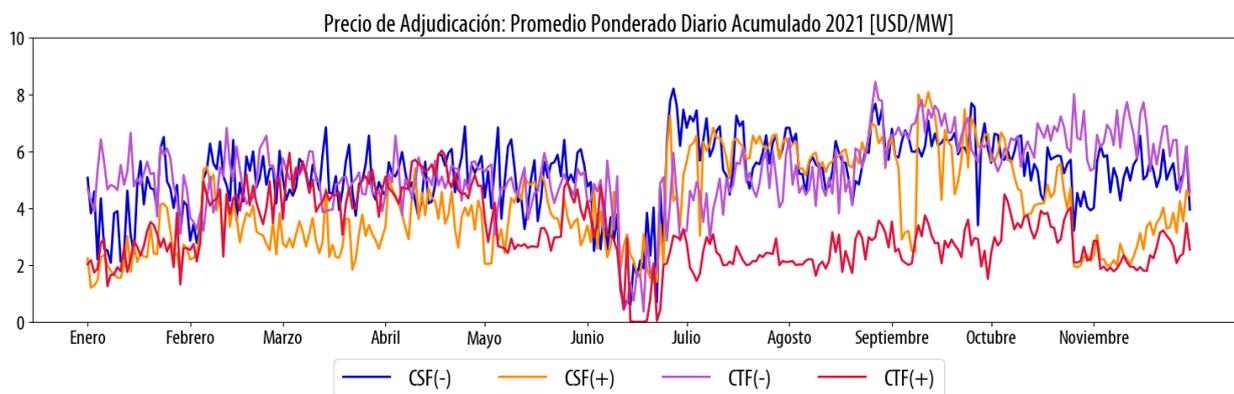
<sup>9</sup> La resolución de bloques vigente para estos resultados considera: Bloque 1 (00:00 - 05:59 hrs.), Bloque 2 (06:00 - 09:59 hrs.), Bloque 3 (10:00 - 16:59 hrs.), Bloque 4 (17:00 - 20:59 hrs.) y Bloque 5 (21:00 - 23:59 hrs.).

<sup>10</sup> El gráfico no contiene los precios asignados para CPF(-), debido a que la asignación directa para este servicio se realiza a un precio de adjudicación reservado, según lo indicado en la Resolución Exenta N°493. Disponible en: [RE N° 493 de 2020 de la Comisión Nacional de Energía](https://www.ren.gov.cl/Resoluciones/493-2020). Se presenta el gráfico en formato de curva de duración para una mejor comprensión de la frecuencia de los valores observados.

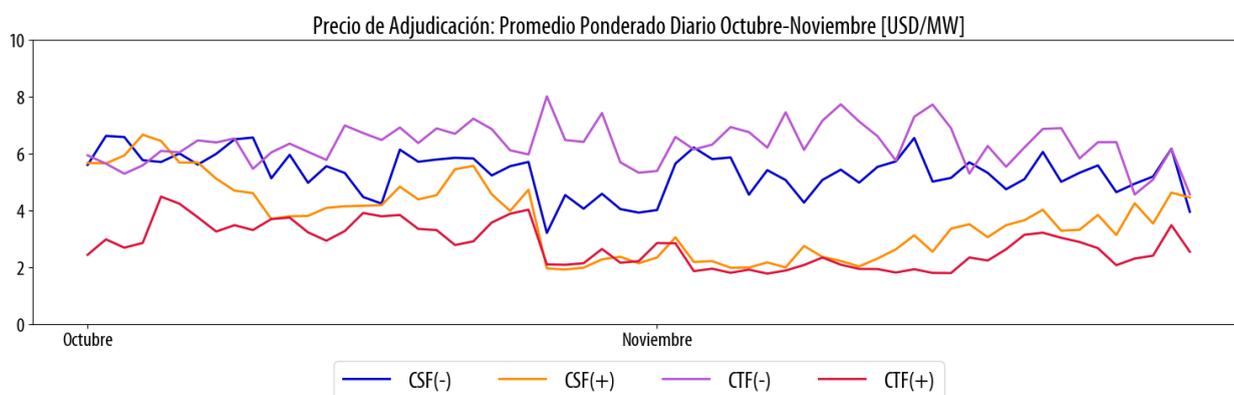
representativos por tecnología definidos en la Resolución Exenta N°443<sup>11</sup>, resulta esperable que los precios de adjudicación se encuentren en torno a estos valores. En particular, se observa que la mayor parte del tiempo los recursos de bajada tuvieron un precio igual o superior a 4 USD/MW, correspondiente a los costos asociados a la provisión de SSCC mediante unidades térmicas, mientras que los recursos de subida mostraron precios iguales o inferiores a 4 USD/MW durante la mayor parte del tiempo, pero sin valores iguales o cercanos a 0.



Al analizar la evolución cronológica de estos precios, se aprecia que durante el mes de noviembre hubo una leve disminución en los servicios de subida, mientras que los servicios de bajada mantuvieron la tendencia observada durante el mes anterior. En particular, se observa que durante noviembre tanto el precio promedio ponderado de CSF+ como el de CTF+ mostraron una disminución respecto al promedio del mes de octubre e incluso respecto al promedio observado durante el período comprendido entre el 1 de enero al 31 de octubre.



<sup>11</sup> Resolución Exenta N°443 sobre el mecanismo de determinación de los valores máximos para el proceso de verificación de ofertas. Disponible en: [RE N° 443 de 2020 de la Comisión Nacional de Energía](https://www.vinken.cl/).



Precio promedio ponderado [USD/MW]	CSF+	CSF-	CTF+	CTF-
Noviembre	2.98	5.26	2.31	6.34
Octubre	4.34	5.37	3.19	6.32
Enero-Octubre	4.20	5.15	3.19	5.13

Variaciones del precio de Noviembre con respecto a:	CSF+	CSF-	CTF+	CTF-
Octubre	↓31.34%	↓2.05%	↓27.59%	↑0.32%
Enero-Octubre	↓29.05%	↑2.14%	↓27.59%	↑23.59%

## Participación Centrales Eólicas y Solares en Mercado de SSCC

Respecto a la participación de centrales Eólicas y Solares en el mercado de SSCC, durante el mes de noviembre se mantiene la mayor participación solar observada durante el mes anterior, siendo relevante un leve aumento producido en la asignación de este tipo de centrales para entregar Control Secundario.

Entre los meses de enero y octubre, hubo un total de 20 unidades renovables variables (12 eólicas y 8 solares) que fueron asignadas en el proceso de subastas de SSCC, de las cuales 5 centrales solares comenzaron su participación durante el mes de octubre. Durante el mes de noviembre no se añadieron nuevas centrales en la asignación de estos servicios, pero se mantiene la participación de la mayoría de las centrales que ya han participado del mercado, especialmente la central solar Luz del Norte FV de la cual proviene el 100% del recurso solar asignado a Control Secundario.

En la tabla a continuación se detallan las centrales eólicas y solares que resultaron adjudicadas durante el mes de noviembre, así como el monto de adjudicación promedio, oferta promedio de adjudicación (ponderada por la asignación) y el horario en que fueron asignadas durante el mes.

Central	Tecnología	Potencia Máxima [MW]	Inicio Adjudicación	SSCC en que participa	Horario de asignación en el mes	Adjudicación Promedio [MW]	Oferta Promedio [USD/MW]
<b>Punta Sierra</b>	Eólica	81.2	Enero 2021	CSF+ y CSF-	Ninguno	-	-
<b>Monte Redondo</b>	Eólica	48	Enero 2021	CTF-	17:00 a 18:59 hrs.	23.25	2.00 100% directa
<b>Los Cururos</b>	Eólica	110	Enero 2021	CTF-	9:00 a 9:59 y 17:00 a 18:59 hrs.	29.20	2.00 0% directa
<b>San Gabriel</b>	Eólica	183	Julio 2021	CTF-	9:00 a 9:59 hrs. y 17:00 a 18:59 hrs.	37.33	2.00 100% directa
<b>Tolpan Sur</b>	Eólica	84	Julio 2021	CTF-	8:00 a 9:59 hrs. y 17:00 a 18:59 hrs.	37.40	2.00 100% directa
<b>Cabo Leones</b>	Eólica	78.1	Septiembre 2021	CTF-	Ninguno	-	-
<b>Canela 2</b>	Eólica	60	Septiembre 2021	CTF-	17:00 a 17:59 hrs.	51.80	2.00 100% directa
<b>Canela</b>	Eólica	18.15	Octubre 2021	CTF-	8:00 a 9:59 y 17:00 a 17:59 hrs.	6.80	2.00 100% directa
<b>Sierra Gorda</b>	Eólica	112	Septiembre 2021	CTF-	17:00 a 18:59 hrs.	38.23	2.00 100% directa
<b>Taltal</b>	Eólica	99	Septiembre 2021	CTF-	8:00 a 9:59 hrs. y 17:00 a 18:59 hrs.	27.80	2.00 100% directa
<b>Talinay Oriente</b>	Eólica	90	Septiembre 2021	CTF-	8:00 a 9:59 hrs. y 17:00 a 18:59 hrs.	59.81	2.00 100% directa
<b>Talinay Poniente</b>	Eólica	60.6	Septiembre 2021	CTF-	8:00 a 8:59 hrs y 17:00 a 18:59 hrs.	38.06	2.00 100% directa

<b>Almeyda</b>	Solar FV	52	Enero 2021	CTF-	9:00 a 18:59 hrs.	41.67	1.00 0% directa
<b>El Romero</b>	Solar FV	196	Junio 2021	CTF-	8:00 a 18:59 hrs.	26.31	1.50 0% directa
<b>Usya</b>	Solar FV	52.9	Enero 2021	CTF-	8:00 a 18:59 hrs.	41.58	0.54 2.54% directa
<b>Cerro Dominador</b>	Solar FV	110	Octubre 2021	CTF-	Ninguno	-	-
<b>Quilapilun</b>	Solar FV	103.2	Octubre 2021	CTF-	Ninguno	-	-
<b>San Pedro GPG</b>	Solar FV	106	Octubre 2021	CTF-	9:00 a 9:59 hrs.	87.30	2.00 100% directa
<b>Santiago Solar</b>	Solar FV	100	Octubre 2021	CTF-	9:00 a 9:59 hrs.	16.07	2.00 100% directa
<b>Luz del Norte</b>	Solar FV	141	Octubre 2021	CSF+	9:00 a 17:59 hrs.	12.43	2.00 100% directa
				CSF-	8:00 a 17:59 hrs.	61.43	2.00 100% directa
				CTF-	Ninguno	-	-

Durante el mes de noviembre hubo mayor participación de centrales eólicas o solares con respecto al resto del año, manteniéndose el efecto observado durante el mes de octubre donde hubo un aumento en la asignación en Control Terciario y especialmente en Control Secundario a este tipo de centrales. Nuevamente la totalidad de la asignación en Control Secundario se realizó con la central solar Luz del Norte, la cual hasta septiembre de este año no había sido asignada. En particular se le asignó de manera directa **un 7.94% del requerimiento de CSF-** y un 0.35% del requerimiento de CSF+.

Por otro lado, en CTF- la asignación a unidades solares y eólicas fue de **3.83%** y **2.03%**, respectivamente, respecto al total de la reserva requerida durante el período, alcanzando nuevamente durante algunas horas la provisión de cerca de un **80% del requerimiento**. En general hubo una disminución respecto a lo observado durante el resto del año, ya que entre enero y octubre la asignación fue de 6.68% a solar y 2.86% a eólico. Sin embargo, es relevante que el **96.22%** de la asignación solar fue adjudicada por **ofertas**, en contraste con las unidades eólicas donde el **96.93%** de la asignación se realizó de manera **directa**.





vinken

+56993518374  
contacto@vinken.cl  
[www.vinken.cl](http://www.vinken.cl)

