

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

## Febrero 2020

### Contenido

---

Editorial	2-3
Análisis de operación	4-5
Generación	4
Hidrología	4
Costos Marginales	5
Proyección de costos marginales System	6
Análisis por empresa	7-8
Suministro a clientes regulados	9
Energías Renovables No Convencionales	9
Expansión del Sistema	10
Proyectos en SEIA	11
Seguimiento regulatorio	11

## ¿Será suficiente el nuevo sistema HVDC planificado entre Antofagasta y Santiago?

El proyecto HVDC refuerza la interconexión entre el centro del país y la zona Norte, en donde la autoridad prevé que se desarrollará un enorme y concentrado potencial de generación solar en el futuro. Dicho proyecto, de 1.500 km de longitud, fue impulsado por la CNE en el proceso de planificación 2017, con 3.000 MW de capacidad y una inversión estimada de US\$ 1.900 millones. No obstante, a raíz de una discrepancia en contra de la obra presentada por la Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, el Panel de Expertos desestimó el HVDC, argumentando que existirían múltiples alternativas de expansión asociadas a diferentes supuestos (tales como la ubicación y características de las centrales de generación que se desarrollarían en el largo plazo), y que en todo caso sería indiferente retrasar la decisión de construir el proyecto en un año. Además, el Panel cuestionó la alta concentración geográfica de las centrales de generación proyectadas por la CNE, obteniéndose para los 2 escenarios en los que el HVDC presentaba beneficios, una predominante componente de generación solar en el extremo norte del país.

En el siguiente proceso de planificación (2018), la CNE propuso una alternativa más pequeña del proyecto HVDC, por 2.000 MW y una inversión estimada en US\$ 1.200 millones. La licitación y ejecución de la obra estaría sujeta además a que se verifique que la obra sea igualmente recomendable una vez que concluya el estudio de franjas respectivo, estudio que se espera tarde entre 2 y 3 años, y que a enero de 2020 aún no ha sido iniciado<sup>1</sup>. Cabe destacar que este proyecto no estuvo sujeto a discrepancias frente al Panel de Expertos, logrando así la CNE su aprobación regulatoria. No obstante, no es evidente que los cuestionamientos contra el proyecto, estudiados por el Panel de Expertos en el proceso 2017, hayan sido completamente abordados. En particular, la ubicación de las centrales de generación proyectadas en el largo plazo mantuvo una importante concentración en el extremo norte del país. En efecto, del total de 13,7 GW de capacidad de generación que la CNE estimó se instalaría en el largo plazo bajo el Escenario 5 (en el cual se obtienen los mayores beneficios por ejecutar el HVDC), un 63% corresponde a generación solar fotovoltaica o termosolar ubicada en el SEN-SING (hacia el norte de Antofagasta). No obstante, la distribución geográfica de los proyectos de generación renovable que están actualmente en etapas avanzadas de desarrollo diverge significativamente con respecto a los supuestos de la autoridad<sup>2</sup>. A la luz de los recientes desarrollos de proyectos, los análisis de Systep indican que sólo un 33% se ubica en el SEN-SING, similar al Escenario 3, en el cual el HVDC presenta los menores beneficios (US\$ 294 millones en valor presente). Si bien es probable que la distribución geográfica de las nuevas centrales de generación sea distinta en el largo plazo, el contraste entre la distribución geográfica observada en la realidad y los supuestos de la CNE sugiere la conveniencia de evaluar escenarios más diversos de generación. De hecho, en el proceso de expansión 2019 la CNE considera escenarios de generación con una modulación geográfica más diversa (incluyendo un escenario con importante generación en la

Región del Biobío), en base a la actualización de la PELP y otros antecedentes.

La tecnología HVDC<sup>3</sup> es reconocida por sus aplicaciones en (1) el transporte de enormes cantidades de energía a través de largas distancias<sup>4</sup>; (2) interconexiones asíncronas; y (3) transmisión submarina de larga distancia. Un proyecto HVDC como el decretado por la CNE se encuentra en la primera categoría, siendo la alternativa más económica para el transporte expreso de un gran volumen de energía concentrado en la zona de Antofagasta, hasta el centro de consumo en Santiago. No obstante, no es claro que la solución HVDC expresa sea la más apropiada en este caso, pues no es seguro que el potencial de generación renovable se concentrará exclusivamente al norte de Antofagasta. Si bien los avances tecnológicos actualmente permiten el desarrollo de redes HVDC multi-terminales<sup>5</sup>, dichas soluciones requieren mayores inversiones y no han sido evaluadas en detalle por la CNE ni tampoco por el CEN<sup>6</sup>.

Más aún, en los escenarios con mayor penetración renovable en el largo plazo, las simulaciones de la CNE y del CEN indican que surgirían congestiones a pocos años de que el nuevo sistema HVDC entre en operación. Dichas congestiones implicarían una importante depresión de los precios en la zona norte con respecto a la zona centro del país, lo que conllevaría menores ingresos para las centrales de generación renovables ubicadas en el norte (las mismas que se pretende incentivar mediante el proyecto HVDC). Según resultados de simulaciones de la CNE bajo el Escenario 5, el costo marginal en horas de día sería 36 US\$/MWh más bajo en la barra Crucero 220 kV (norte) que en la barra Alto Jahuel 220 kV (centro), en promedio para el año 2038 y las condiciones hidrológicas consideradas por la CNE. Si bien este importante desacople es menor en otros escenarios con inversión en generación renovable menos agresiva, los desacoples aumentarían en condiciones hidrológicas secas, como las vistas en la última década.

Por lo tanto, bajo escenarios de alto desarrollo de generación renovable en el norte, aun con la ejecución exitosa del proyecto HVDC, se deberán evaluar y desarrollar importantes inversiones complementarias que permitan aliviar las congestiones esperadas entre la zona norte y centro del país. Para ello existen diversas alternativas de expansión, con distintos costos de inversión. La evaluación económica empleada para determinar el plan de expansión de transmisión compara, en valor presente, los ahorros en costos de operación del sistema con los costos de inversión, operación y mantenimiento. No obstante, existen otras dimensiones cuya evaluación también es importante. Por un lado, con respecto a los beneficios del proyecto, destaca el acople de precios a lo largo del sistema en el largo plazo, con el consecuente incentivo al desarrollo de generación renovable.<sup>7</sup> Por otro lado, con respecto al desarrollo de los proyectos, es importante evaluar el riesgo de potenciales retrasos en su puesta en servicio (por ejemplo, producto de oposición de comunidades afectadas por el trazado de nuevas líneas, un factor que explica al menos parcialmente los retrasos de la línea

<sup>1</sup> <http://www.revistaei.cl/2020/02/05/fecha-de-entrada-en-servicio-de-linea-de-transmision-hvdc-se-desplazaria-a-2031/>

<sup>2</sup> Incluye centrales en construcción, con financiamiento aprobado, con contratos de suministro (incluyendo contratos de licitaciones para suministro de clientes regulados), y reemplazo de centrales a carbón.

<sup>3</sup> M. P. Bahman and B. K. Johnson, "The ABCs of HVDC transmission technologies," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 5, no. 2, pp. 32-44, March-April 2007.

<sup>4</sup> Por ejemplo, el sistema HVDC Río Madeira 2x600 kV de 2.375 km y 3.150 MW, que interconecta un complejo hidroeléctrico de 6.300 MW con Sao Paulo; o el enlace Xianjiaba-Shanghai 2x800 kV, de 1.980 km y 7.200 MW.

<sup>5</sup> Un ejemplo es el sistema Hydro Québec de 1.500 km y 2.000 MW entre el complejo hidroeléctrico en Québec norte, y el consumo en Québec sur y Nueva Inglaterra.

<sup>6</sup> La propuesta de expansión 2018 del CEN sólo analizó cuantitativamente la posibilidad de desarrollar redes HVDC multi-terminal, destacando que dicha alternativa debiese evaluarse en el futuro.

<sup>7</sup> Si bien la CNE evalúa obras que reduzcan el riesgo de congestiones asociados a contratos de suministro, no se analizan los impactos de las congestiones en el desarrollo de nueva oferta eficiente.

Cardones – Polpaico 2x500 kV, especialmente en el último tramo de 400 km<sup>8</sup>), así como la posibilidad de desarrollar los proyectos en etapas secuenciales (a diferencia del proyecto expreso actual, que es indivisible). En este sentido, algunas de las alternativas de expansión son:

1. Un enlace expreso en HVDC de mayor capacidad que el decretado por la CNE. Dadas las economías de escala en la infraestructura de transmisión, sería conveniente re-evaluar una alternativa de mayor capacidad, pero que en el largo plazo resulte más conveniente (por ejemplo, la alternativa de 4.000 MW y US\$ 2.800 millones evaluada por el CEN). Más aún, dependiendo de cómo se gestione el proyecto actual, se podría llegar a requerir una franja completamente nueva en paralelo con la franja del proyecto de 2.000 MW.
2. Un enlace multi-terminal, con subestaciones convertoras intermedias (por ejemplo, en la región de Coquimbo). Si bien esto permitiría mayor control de flujos de transmisión y la evacuación de mayores niveles de generación renovable ubicada a lo largo de las regiones de Coquimbo y Atacama, también conllevaría inversión en dos estaciones convertoras por cada seccionamiento, con inversión de unos US\$ 550 millones.
3. Expansiones en corriente alterna, las que introducen una valiosa flexibilidad al proceso de expansión, al poderse desarrollar proyectos por etapas a medida que se despejan las incertidumbres asociadas a la ubicación de la generación renovable. La inversión en una nueva línea AC de doble circuito agregaría una capacidad de 3.000 MW con una inversión de unos US\$ 1.400 millones, comparable a la inversión de US\$ 1.200 millones en el proyecto HVDC (de menor capacidad, 2.000 MW).
4. Conversión de segmentos existentes de transmisión en corriente alterna a HVDC, con una inversión de al menos US\$ 550 millones, lo que permitiría aumentar la capacidad de transmisión en los cuellos de botella del sistema, sin tener necesariamente que esperar el desarrollo de un nuevo estudio de franjas y la negociación de las servidumbres asociadas a nuevas líneas de transmisión.

Sería positivo que, tanto esta como otras alternativas, sean estudiadas en mayor detalle por la CNE y el CEN. La eficiencia y flexibilidad del plan de expansión es importante para los clientes finales quienes, bajo el nuevo esquema establecido por la Ley N°20.936, asumirán íntegramente el costo total del proyecto HVDC, estimado en US\$ 1.220 millones<sup>9</sup>, a partir de su entrada en operación comercial (esperada para 2031), comparable con la inversión de US\$ 1.000 millones asociada a los polémicos medidores inteligentes<sup>10</sup>.

El proyecto HVDC será la obra de transmisión de mayor envergadura en la historia de Chile, tanto en tamaño como en costo, siendo así un verdadero emblema del nuevo marco de expansión de transmisión establecido por la Ley N°20.936 del 2016. Sin embargo, no resulta evidente que el proyecto será suficiente para acomodar un agresivo crecimiento de generación renovable o un desarrollo desconcentrado de esta. En este sentido, sería importante estudiar otras alternativas, incluso pudiendo encontrar soluciones correspondientes a varios

refuerzos y nuevas obras complementarias. Aunque menos emblemáticos mediáticamente que el proyecto HDVC, dichos proyectos podrían resultar más eficientes, evitando congestiones en el largo plazo y adaptándose de mejor manera a la ubicación de la generación.

En términos más generales, posibles direcciones de mejora en el proceso de planificación incluyen tanto las prácticas de planificación como también el esquema regulatorio. Con respecto al ejercicio de planificación, sería interesante explorar nuevas herramientas de expansión basadas en optimización estocástica, más allá de la evaluación basada en una simulación por separado para cada alternativa de expansión y bajo cada posible escenario. Se ha demostrado que estas herramientas, si bien son computacionalmente difíciles de resolver, podrían implicar importantes eficiencias al determinar planes de expansión óptimos que son difíciles de detectar y evaluar en forma manual<sup>11</sup>. Además, la autoridad podría avanzar hacia un enfoque de portafolio de proyectos de expansión de transmisión, desarrollando varios proyectos alternativos o complementarios en paralelo y gestionando así los riesgos asociados a apostar por un único proyecto de expansión.

Con respecto al marco regulatorio de la planificación, se podría evaluar un perfeccionamiento al estudio de franjas, permitiendo a la autoridad la gestión de una franja más amplia que aquella estrictamente requerida por un proyecto ajustado a las necesidades de expansión hasta el año 2038. Una franja más amplia es, en este sentido, una decisión estratégica de largo plazo que permitiría en el futuro desarrollar proyectos de transmisión de mayor capacidad o incluso alternativas de expansión complementarias, sin incurrir en los retrasos y potenciales sobrecostos asociados.

En suma, en el futuro es importante que en el sector se vele tanto por la suficiencia como por la eficiencia de los planes de expansión de la infraestructura crítica de transmisión para acomodar niveles crecientes de generación renovable y permitir así la transición energética de Chile hacia un futuro más sustentable. La Ley N°20.936 de 2016 traspasó los costos de nuevas obras de transmisión íntegramente a clientes finales, removiendo los incentivos monetarios que antiguamente tenían las empresas de generación para evaluar la eficiencia de los planes de expansión elaborados por la autoridad, como sí ocurría bajo el esquema anterior<sup>12</sup>. Si bien el traspaso de costos a clientes finales facilita el desarrollo de nueva infraestructura necesaria para la industria, también hace resurgir las dudas con respecto a la eficiencia en el segmento de transmisión eléctrica. Posibles direcciones de mejora al respecto incluyen la creación de un organismo con los incentivos y capacidad de revisar los planes de expansión propuestos por la autoridad, además de ampliar los períodos de revisión, de modo que asociaciones de consumidores efectivamente puedan presentar observaciones fundadas a los planes de expansión.

<sup>8</sup> <https://www.latercera.com/pulso/noticia/tras-nuevo-retraso-interchile-arriesga-multa-unos-us97-millones-cardones-polpaico/537085/>

<sup>9</sup> Costo total incluye, además de inversión, operación y mantenimiento (1.6% de la inversión).

<sup>10</sup> [https://www.cnnchile.com/pais/gobierno-confirma-que-no-sera-obligatorio-cambiar-a-un-medidor-inteligente\\_20190417/](https://www.cnnchile.com/pais/gobierno-confirma-que-no-sera-obligatorio-cambiar-a-un-medidor-inteligente_20190417/)

<sup>11</sup> F. D. Muñoz, B. F. Hobbs, J. L. Ho and S. Kasina, "An Engineering-Economic Approach to Transmission Planning Under Market and Regulatory Uncertainties: WECC Case Study", in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 307-317, Jan. 2014.

<sup>12</sup> Por ejemplo, en el plan de expansión troncal 2013-2014, Colbún discrepó de la obra Charrúa – Ciruelos – Puerto Montt 2x500 kV, argumentando que la obra debiese ser desarrollada por etapas, argumentos acogidos por el Panel de Expertos.

## Análisis de operación

### Generación

En el mes de enero la generación total del SEN fue de 6.798 GWh/mes, un 0,2% mayor a diciembre de 2019 (6.784 GWh/mes) y un 4% mayor que enero de 2019 (6.538 GWh/mes).

La participación de la generación mediante energía hidráulica de embalse y pasada, gas y diésel aumentó en un 13,8%, 1%, 43,8% y 93,6% respectivamente, en relación con el mes de diciembre. En contraste, la participación de la generación mediante energía eólica, solar y carbón disminuyó en un 21,5%, 8,2% y 13,5% respectivamente en relación con el mes de diciembre (ver Figura 1).

Durante enero estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Tocopilla-U16 GNL (31 días), Embalse Ralco (17 días) y las centrales de carbón Santa María y Andina-CTA (5 y 1 día respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de enero, la potencia máxima generada fue de 10.892 MW el día 27, y la mínima fue de 6.909 MW el día 1. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de enero, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

### Hidrología

De forma similar al mes de diciembre, la energía embalsada en el SEN no superó los niveles de enero del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 69% del promedio mensual entre los años 1994 y 2019 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2019/2020 (enero de 2020), el nivel de excedencia observado es igual a 92%, es decir, se ubica en el 8% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Datos de Operación del SEN

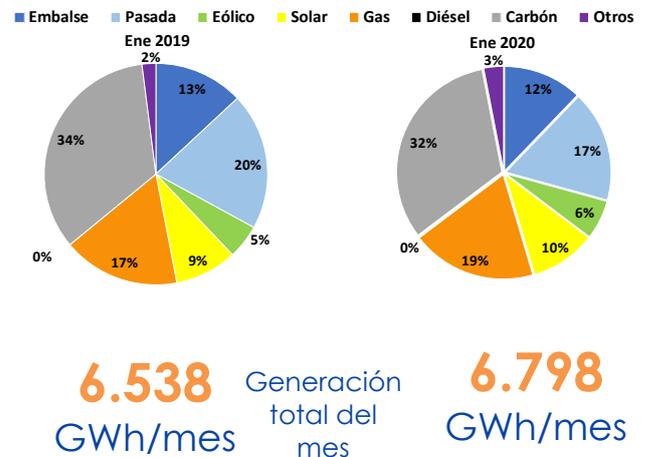


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)

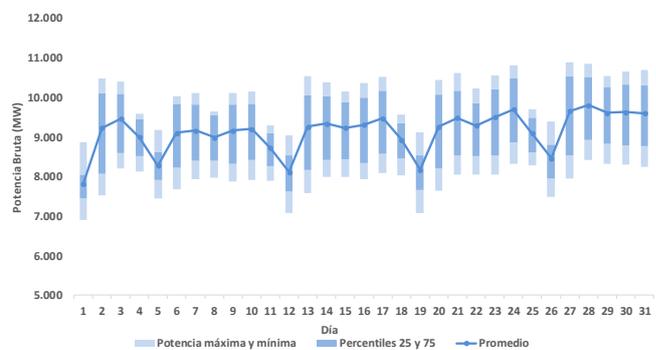


Figura 2: Generación bruta del SEN enero 2020 (Fuente: CEN)

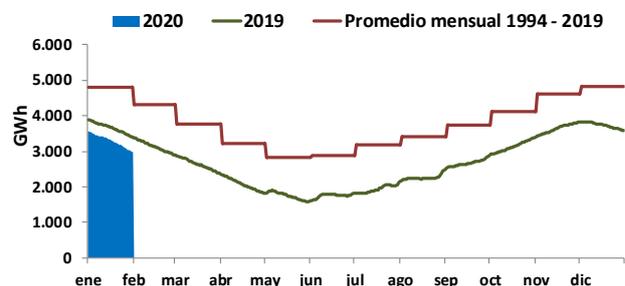


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

## Análisis de operación

### Costos Marginales

En enero 2020 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 41,8 US\$/MWh, lo cual registró un aumento de 23% con respecto a diciembre 2019 (34 US\$/MWh), y una disminución de 18,7% respecto a enero de 2019 (51,4 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el gas y diésel, y en demanda baja principalmente por el carbón (ver Figura 4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 en enero de 2020 fue de 41,5 US\$/MWh, lo cual es un 18,6% más con respecto a diciembre del mismo año (35 US\$/MWh), y una disminución de 34,2% respecto a enero de 2019 (63,1 US\$/MWh). Estos costos estuvieron determinados por el valor del gas en demanda baja y por el valor del agua y del diésel en demanda alta (ver Figura 5).

Durante enero se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el norte – centro y el centro – sur del sistema (ver Figura 6). El total de desacoples del SEN fue de 424 horas.

Los tramos con mayores desacoples fueron Quillota 110 – S. Pedro 110 (11 eventos), D. Almagro 220 – Cachiyuyal 220 (7 eventos), N. Maitencillo 500 – N. Maitencillo 220 (2 eventos) y Cautín 220 – Tap Río Toltén (1 evento), con un desacople promedio de 34,5 US\$/MWh, 19,1 US\$/MWh, 28,4 US\$/MWh, y 33 US\$/MWh, respectivamente.

Para mayor detalle sobre precios del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Precios del SIC-SING.

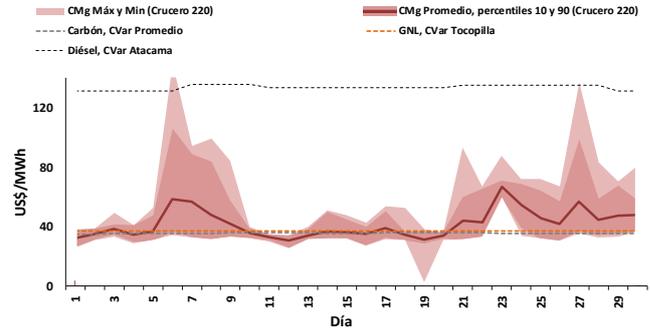


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de enero para Crucero 220 (Fuente: CEN)

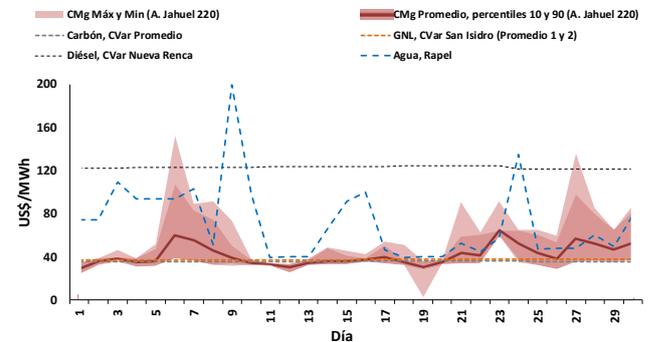


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de enero para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

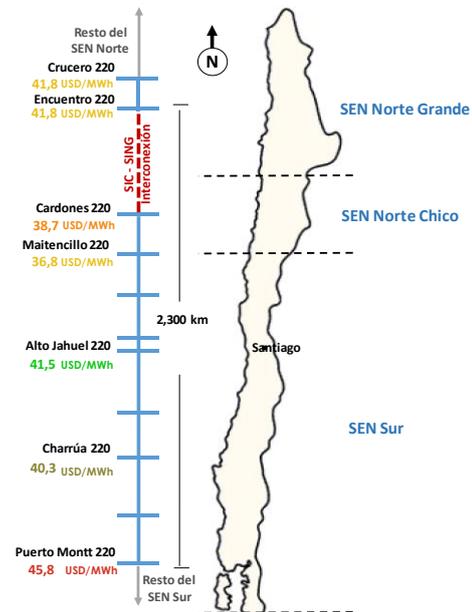


Figura 6: Costo marginal promedio de diciembre en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

Tabla 1: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión (Fuente: CEN)

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	156	34,5	DON 220 - LA 220	14	34,1
N.MAITENCILLO 500 - N.MAITENCILLO 220	119	19,1	N.PAZUCAR 500 - N.PAZUCAR 220	13	33,0
D.ALMAGRO 220 - CACHYUYAL 220	51	28,4	D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	13	195,5
CAUTIN 220 - TAP 220	30	33,0	PARINACOTA 220 - PARINACOTA 066	8	139,3
POLPAICO 500 - N.PAZUCAR 500	16	10,9	SJAVIER 066 - NRRIVILO 066	4	9,5

Los costos marginales presentados provienen del portal de estadística del CEN, que no se encuentra ajustados mediante informe de Balance de transferencias.

# Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

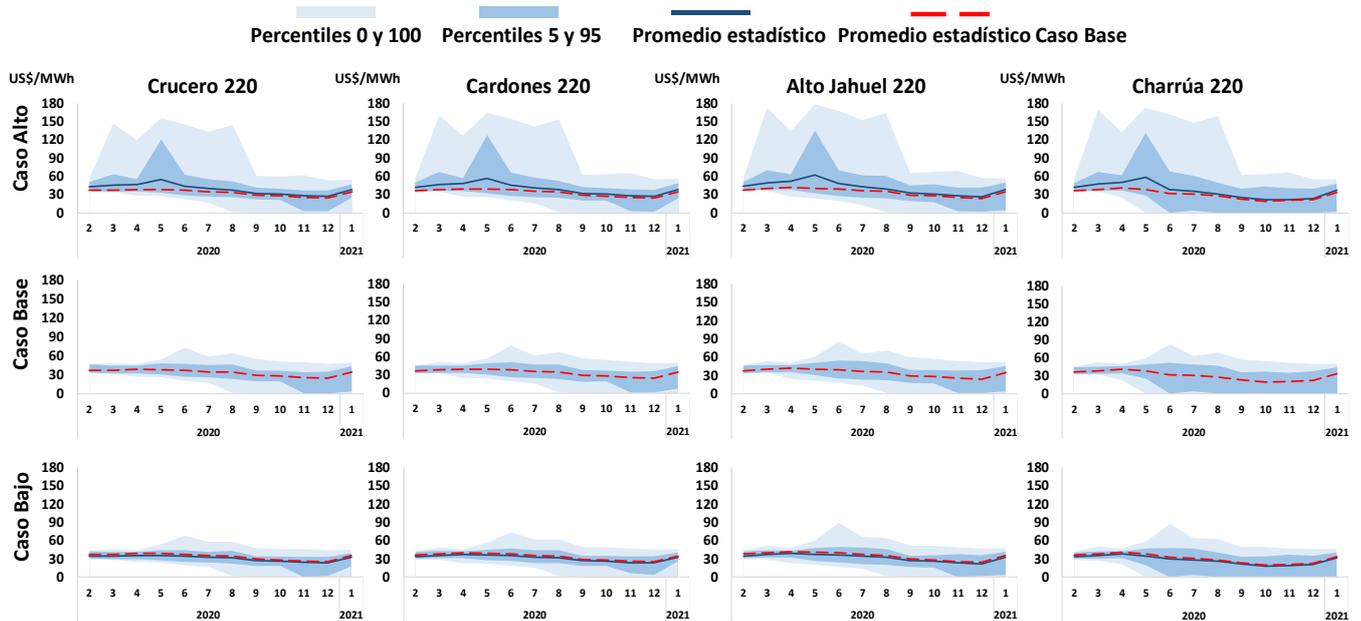


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

Conforme a la información publicada en los últimos informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de costos marginales a 12 meses. Se definieron tres escenarios de operación distintos: **Caso Base** que considera los supuestos descritos en la Tabla 2 y un nivel de generación de las centrales que utilizan GNL igual o mayor al proyectado por el CEN; **Caso Bajo** que considera una alta generación GNL y bajos costos de combustibles; y un **Caso Alto** en el cual se considera que solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de GNL, y los supuestos presentados en la Tabla 2.

Tabla 2: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto	
Crecimiento demanda	2019 (Real)	0.3%	0.3%	0.3%	
	2020 (Proyectada)	3.0%	3.0%	3.0%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	68.5	76.1	83.7
		Angamos	58.8	65.3	71.8
		Tocopilla	114.0	126.7	139.4
		Andina	59.7	66.3	73.0
		Hornitos	56.1	62.3	68.5
		Norgener	67.1	74.6	82.1
		Tarapacá	73.4	81.6	89.7
	N. Ventanas	71.8	79.8	87.8	
	Diesel US\$/Bbl	Quintero	82.3	91.5	100.6
		Mejillones	81.6	90.7	99.8
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro	5.4	6.0	6.6
		Nehuenco	4.7	5.2	5.7
		Nueva Renca	5.3	5.9	6.4
Mejillones, Tocopilla		5.0	5.6	6.1	
Kelar		8.3	9.2	10.2	

Es importante mencionar que, dadas las posibles modificaciones al plan de obras de generación y transmisión considerado, junto a la postergación de los mantenimientos informados por el Coordinador, no es posible garantizar que los supuestos anteriores ocurran exactamente como se han modelado, pudiendo existir

divergencias en los costos marginales proyectados con respecto los costos reales.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 2640 MW de nueva capacidad, de los cuales 1139 MW son solares, 965 MW son eólicos, 166 MW de biomasa, 28 MW de geotérmica y 342 MW térmicos.

En los gráficos de la **Figura 7**, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep, en el cual se destacan distintos percentiles que revelan el efecto de considerar simultáneamente, tanto la variabilidad hidrológica como los distintos niveles de demanda que pueden ocurrir durante los meses.

La línea azul muestra un promedio estadístico de los costos marginales esperados para las distintas barras. El área azul contiene el 90% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 5% y 95%) usando los distintos bloques de los meses y todas las hidrologías consideradas, mientras que el área celeste incluye el 100% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 0% y 100%).

## Análisis por empresa

A continuación, se presenta un análisis físico y financiero por empresa, en que se considera para cada una la operación consolidada del SEN.

En enero, Enel Generación elevó su generación a partir de la energía embalsada y gas natural, disminuyendo su generación térmica en base a carbón. Por su parte, Colbún aumentó su generación hidráulica y de gas natural, pero disminuyó la generación de carbón. Del mismo modo que lo hizo AES Gener, disminuyó la energía a partir del carbón y aumentó el recurso hidráulico. Engie atenuó considerablemente su aporte en base a carbón. Por último, Tamakaya aumentó considerablemente su producción térmica de Gas Natural.

En enero, las empresas Tamakaya y Engie fueron deficitarias, mientras que Colbún, AES Gener y Enel fueron excedentarias.

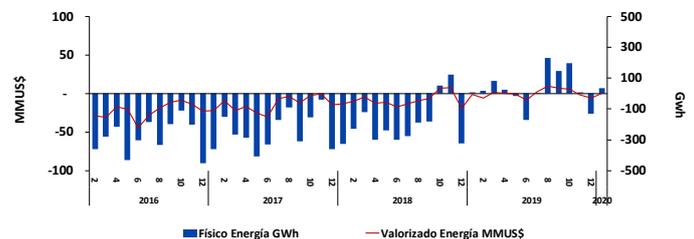
### Enel Chile

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ene 2019	Dic 2019	Ene 2020
Diésel	3	0	0
Carbón	213	183	86
Gas Natural	615	232	399
Hidro	1.013	968	1.004
Solar	114	121	109
Eólico	155	170	150
<b>Total</b>	<b>2.112</b>	<b>1.675</b>	<b>1.748</b>

\*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

	Costos variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	Dic 2019	Ene 2020
Bocamina (prom. I y II)	37,7	37,3	
San Isidro GNL (prom. I y II)	37,0	37,5	
Taltal Diesel	182,9	188,4	
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	125,9	131,0	
Celta Carbón (CTTAR)	32,2	32,2	

Transferencias de Energía enero 2020	
Total Generación (GWh)	1.748
Total Retiros (GWh)	1.713
Transf. Físicas (GWh)	35
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0

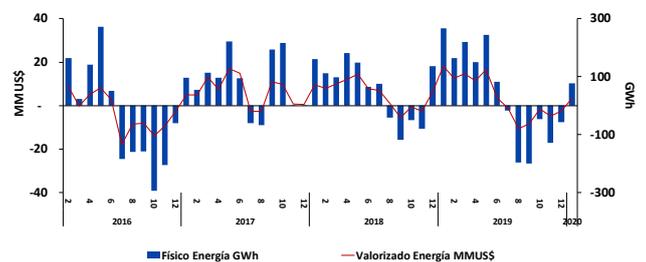


### Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ene 2019	Dic 2019	Ene 2020
Diésel	9	0	1
Carbón	215	256	184
Gas Natural	455	280	328
Hidro	474	359	412
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.152</b>	<b>895</b>	<b>925</b>

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	Dic 2019	Ene 2020
Santa María	35,8	32,9	
Nehuenco GNL (prom. I y II)	38,8	38,8	
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	107,8	112,5	

Transferencias de Energía enero 2020	
Total Generación (GWh)	925
Total Retiros (GWh)	848
Transf. Físicas (GWh)	77
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	3



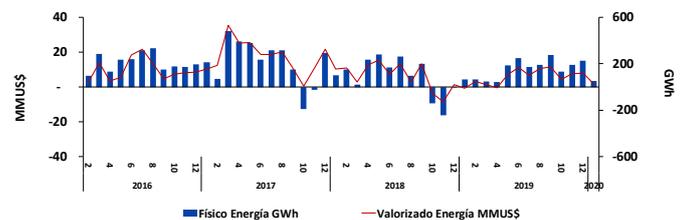
### AES Gener

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ene 2019	Dic 2019	Ene 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	1.416	1.696	1.564
Gas Natural	4	1	1
Hidro	161	126	140
Solar	6	9	8
Eólico	0	0	0
Otro	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.587</b>	<b>1.831</b>	<b>1.713</b>

\*Incluye Guacolda, Cochrane y Angamos, entre otros.

	Costos variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	Dic 2019	Ene 2020
Ventanas prom. (prom. I y II)	53,7	51,1	
N. Ventanas y Campiche	32,8	32,8	
Angamos (prom. 1 y 2)	25,5	27,1	
Guacolda III	31,2	28,8	
Norgener (prom. 1 y 2)	31,2	32,2	

Transferencias de Energía enero 2020	
Total Generación (GWh)	1.713
Total Retiros (GWh)	1.662
Transf. Físicas (GWh)	51
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	2



## Análisis por empresa

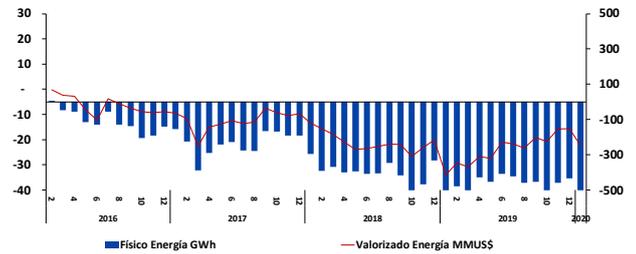
### Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ene 2019	Dic 2019	Ene 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	322	415	373
Gas Natural	56	0	15
Hidro	4	4	3
Solar	9	12	12
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>391</b>	<b>431</b>	<b>403</b>

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Dic 2019	Ene 2020
Central		
Andina Carbón	30,5	31,8
Mejillones Carbón	38,6	39,1
Tocopilla GNL	36,6	37,0

Transferencias de Energía enero 2020	
Total Generación (GWh)	541
Total Retiros (GWh)	1.051
Transf. Físicas (GWh)	-511
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-22

\*Considera Andina y Hornitos

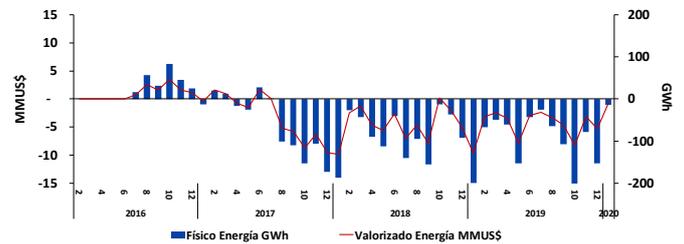


### Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ene 2019	Dic 2019	Ene 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	33	116	283
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>33</b>	<b>116</b>	<b>283</b>

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)	
	Dic 2019	Ene 2020
Central		
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	65,6	64,2

Transferencias de Energía enero 2020	
Total Generación (GWh)	283
Total Retiros (GWh)	297
Transf. Físicas (GWh)	-13
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-1



Para mayor detalle sobre empresas del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Información de empresas del SIC-SING.

## Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a enero de 2020, es de 90,9 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de suministro (ver Tabla 3).

En la Tabla 4 se muestran los precios de licitación promedios de algunas empresas distribuidoras, utilizando como referencia la barra Polpaico 220. Se observa que actualmente Enel Distribución y SAESA acceden a menores precios, mientras que CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

Los valores de la Tabla 3 y 4 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2015/02.

Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver [Estadísticas Systep](#), sección Precios de licitación del SIC-SING.

Tabla 3: Precio medio de licitación indexado a enero de 2020 por generador, en barra Polpaico 220 (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos** US\$/MWh	Energía Contratada** GWh	Energía Contratada Promedio GWh/año
ENDESA	84,3	230.634	18.657
COLBÚN	90,0	85.213	6.895
PANGUIPULLI	128,3	6.304	548
Empresa Eléctrica Carén S.A.	118,5	1.239	83
Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	122,2	900	60
Chungungo S.A.	96,0	2.850	191
Energía Cerro El Morado S.A.	125,7	600	40
SPV P4 S.A.	106,0	300	20
CAMPANARIO*	123,0	7.553	944
M. REDONDO	117,8	3.809	300
D. ALMAGRO	120,1	2.640	220
PUNTILLA	124,0	990	83
AES GENER	82,9	75.172	5.528
GUACOLDA	72,0	9.900	900
PUYEHUE	102,5	2.190	160
E-CL	96,3	109.041	7.279
San Juan SpA.	110,4	6.570	410
Pelumpén S.A.	91,7	7.600	384
Santiago Solar S.A.	86,1	2.400	121
ACCIONA	104,0	8.640	577
Aela Generación S.A.	85,8	16.128	891
Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	105,0	819	45
Iberollica Cabo Leones I S.A.	96,6	4.095	226
SCB II SpA	73,2	1.848	102
Amunche Solar SpA	70,2	2.310	128
El Campesino	97,7	58.000	3.871
Abengoa	123,8	13.775	919
Norvindi	122,1	725	48
<b>Precio Medio de Licitación Sistema</b>	<b>90,9</b>	<b>662.246</b>	<b>49.631</b>

\* Los contratos de Campanario ya no rigen, por lo que el precio de sus contratos indexados se utilizan solo como referencia  
\*\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 1/2020, ponderado por energía contratada

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a enero de 2020 por distribuidora, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos** US\$/MWh	Energía Contratada** GWh	Energía Contratada Promedio GWh/año
Enel Distribución	80,8	238.044	17.835
Chilquinta	97,4	53.447	3.813
CGE Distribución	105,8	194.457	14.528
Conafe	101,0	26.697	1.932
SAESA*	84,4	65.555	5.440
<b>Precio Medio Muestra</b>	<b>92,1</b>	<b>578.200</b>	<b>43.548</b>

\* Considera Frontel y Luz Osorno  
\*\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 1/2020, ponderado por energía contratada

## Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a diciembre de 2019, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.116 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 466 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante noviembre fue igual a 1.529 GWh, es decir, se superó en un 228% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de diciembre 2019 fue un 9,5% mayor a la reconocida en diciembre 2018 (1.397 GWh) y un 41,8% mayor a la reconocida en noviembre 2017 (1.079 GWh) (ver Figura 9).

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 49% (748 GWh) seguido por el aporte eólico con un 34% (518 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 11% (157 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 6% (92 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (14 GWh).

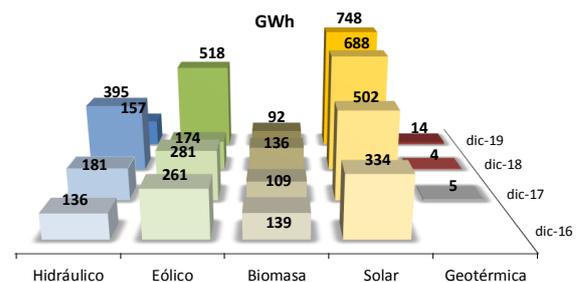


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

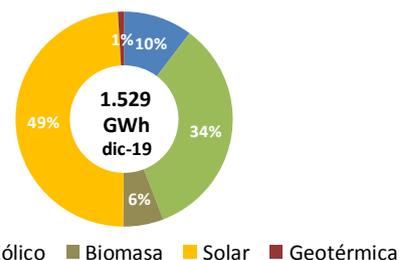


Figura 9: Generación ERNC reconocida en diciembre 2019 (Fuente: CEN)

## Expansión del Sistema

### Plan de obras

De acuerdo con la RE 38 CNE (31-01-2020) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 5.466 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 39,5% corresponde a tecnología solar (2.161 MW), un 26,7% a tecnología eólica (1.459 MW), un 19,9% a tecnología hidráulica (1.089 MW), un 10,2% a tecnología térmica (557 MW), un 3% a biomasa (166 MW), y un 0,6% a tecnología geotérmica (33 MW).

De acuerdo con la información anterior y a consideraciones adicionales, la Tabla 5 resume los supuestos del plan de obras de generación utilizados para la proyección de costos marginales a 12 meses (página 5).

Tabla 5: Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses (Fuente: CNE, Systep)

Proyecto	Tecnología	Potencia Neta [MW]	Fecha conexión Systep
Combarbalá	Diesel	75	mar-20
Llanos Blancos	Diesel	150	mar-20
San Javier Etapa I	Diesel	25	mar-20
Atacama Solar Fase II	Solar	150	abr-20
San Javier Etapa II	Diesel	25	may-20
Tatara (ex Maitencillo)	Diesel	66.9	may-20
Quillagua	Solar	100	may-20
Tolpán Sur	Eólica	84	jun-20
Cabo Leones II	Eólica	205.8	jul-20
Calama PE	Eólica	150	sep-20
Parque Solar San Pedro	Solar	106	sep-20
Tchamma	Eólica	150.4	oct-20
Cabo Leones III	Eólica	78.1	oct-20
Río Escondido	Solar	145	oct-20
Cerro Pabellón 3	Geotérmica	28	oct-20
Santa Isabel Etapa I	Solar	155	oct-20
La Huella	Solar	84	oct-20
Cerro Tigre	Eólica	184.8	nov-20
Mesamávida	Eólica	62	nov-20
Campos del Sol I	Solar	399	nov-20
MAPA	Biomasa	166	dic-20
La Estrella	Eólica	50	dic-20
Negrete	Eólica	39	ene-21

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección *Infraestructura del SIC- SING*.

## Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a enero de 2019, totalizan 6.770 MW con una inversión de MMUS\$ 10.509, mientras que los proyectos aprobados totalizan 52.117 MW con una inversión de MMUS\$ 110.827.

Durante el último mes se aprobaron 14 proyectos solares, con una capacidad de 419,9 MW. Por último, entraron en calificación diecisiete nuevos proyectos con una capacidad instalada de 2.069 MW, de los cuales se destaca el proyecto de Colbún Parque Eólico Horizonte (700 MW) y el proyecto solar Antofagasta (533 MW).

Tabla 6: Proyectos de generación en calificación de estudio de impacto ambiental en el Sistema Eléctrico Nacional (Fuente: SEIA)

### Resumen Sistema Eléctrico Nacional

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Eólico	2.139	2.518	10.430	20.946
Hidráulica	173	447	3.933	6.677
Solar	5.097	5.189	21.252	55.644
Gas Natural	6	4	6.391	6.255
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	129	62	2.758	6.473
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>7.545</b>	<b>8.219</b>	<b>52.427</b>	<b>111.228</b>

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver [Estadísticas Systep](#), sección Infraestructura SIC-SING.

## Seguimiento regulatorio

### Ministerio de Energía

- Reglamento de Transferencias de potencia – Consulta Pública ([ver más](#)).

### Comisión Nacional de Energía

- Informe Definitivo de Previsión de la Demanda ([ver más](#)).
- Cambio de Fecha del Proceso de Licitación para Clientes Regulados ([ver más](#)).
- Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precio de Nudo de Corto Plazo ([ver más](#)).

### Panel de Expertos

- Discrepancia contra el Coordinador Eléctrico respecto al balance de potencia de suficiencia 2018 ([ver más](#)).
- Finalización de discrepancia SEC por fijación de costos de explotación 2018 ([ver más](#)).

Descargue las estadísticas del Reporte System y del sector eléctrico desde nuestro sitio web.

- Datos de la operación
- Precios
- Resumen por empresa
- Suministro a clientes regulados
- Datos de infraestructura

[www.system.cl](http://www.system.cl)

# Febrero 2020



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales:  

[reporte@system.cl](mailto:reporte@system.cl)

[www.system.cl](http://www.system.cl)

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

[rjimenez@system.cl](mailto:rjimenez@system.cl)

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados  
Eléctricos y Regulación

[plecaros@system.cl](mailto:plecaros@system.cl)

Camilo Avilés A. | Líder de Proyectos

[caviles@system.cl](mailto:caviles@system.cl)

©System Ingeniería y Diseños elabora este Reporte Mensual del Sector Eléctrico en base a información de dominio público. El presente documento es para fines informativos únicamente, por lo que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, desligándose System de los resultados obtenidos, directa o indirectamente, producto de dichas acciones. La veracidad de la información recopilada en el presente documento no es puesta en duda por System, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, proyecciones y estimaciones que se presentan en este Reporte reflejan distintos supuestos definidos por System, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. System no se hace responsable por las consecuencias derivadas del uso de los análisis, proyecciones y estimaciones publicados en este Reporte. La frecuencia de publicación de este Reporte queda a discreción de System. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a System.