

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Diciembre 2020

Contenido

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

Principales hitos del 2020 y desafíos para el 2021

A pesar del COVID 19, el año 2020 fue un año de discusiones relevantes en el sector energético nacional, las que probablemente nos acompañarán también durante el 2021. En este sentido, a continuación, se presentan los principales hitos del 2020 y cómo ellos constituyen desafíos para el año que está a punto de comenzar.

Portabilidad eléctrica y reformas en distribución: El 9 de septiembre del 2020 el Gobierno ingresó a la Cámara de Diputados el Proyecto de Ley de Portabilidad Eléctrica, siendo uno de los tres ejes de la llamada Ley Larga de Distribución¹. Este proyecto contempla la separación del negocio de las distribuidoras, donde la operación, mantención y desarrollo de la infraestructura de las redes eléctricas y la comercialización de la electricidad se plantean como negocios separados. La iniciativa regulatoria busca que los clientes finales puedan elegir entre distintos oferentes con el fin de obtener ofertas personalizadas que se adapten a la necesidad de cada consumidor y perciban eventuales bajas en los precios finales. Lo anterior, a través de la introducción de comercializadores que competirán por el suministro de electricidad a usuarios finales, junto con la creación del “gestor de la información” que tiene por objetivo garantizar acceso equitativo a la información para usuarios finales y gestión del mercado. A partir de la presentación del Proyecto de Ley se han discutido los potenciales beneficios y costos que introduciría esta iniciativa. Preocupa en particular, que la potencial disminución de los precios del mercado minorista estará condicionado al manejo de los costos adicionales que se puedan generar, derivados de la introducción del gestor de información y de la inclusión de un componente take or pay en los contratos de suministros regulados. Sin duda, la discusión de este proyecto de Ley se mantendrá durante 2021, a la vez que el sector se encuentra a la espera de la presentación de las reformas en los ejes de Calidad de Servicio y de Generación Distribuida.

Proyecto de ley descarbonización acelerada: El 27 de octubre la Cámara de Diputadas y Diputados aprobó en general el proyecto que prohíbe la instalación y funcionamiento de centrales a carbón en todo el país a partir de 2026². Este proyecto tiene por objetivo incentivar una matriz energética basada en energías renovables retirando alrededor de 5.196 MW³ del sistema, y en consecuencia contribuir a la disminución de las emisiones de CO₂. Frente a ello, la CNE y el Coordinador Eléctrico Nacional, advirtieron de una eventual fuerte alza en los costos marginales de la energía, además de provocar un eventual incremento de 77% en los costos de operación del sistema debido principalmente a un aumento en la generación de centrales a base de gas⁴. Adicionalmente, se esperan nuevas zonas de congestión en la transmisión. Actualmente este proyecto de ley ha vuelto a la Comisión de Medioambiente y Recursos Naturales con indicaciones. Si bien hay consenso en avanzar en la descarbonización de la matriz energética se debe analizar, desde un punto de vista técnico y económico, los efectos que tendría una eventual descarbonización acelerada en los precios a usuarios finales, la calidad de servicio, la estabilidad del sistema, y los costos de operación, entre otros. Adicionalmente, se proyectan consecuencias no habladas por la autoridad como lo son la disminución en la recaudación del impuesto verde y la adaptación del sistema de transmisión⁵.

Hidrógeno verde: La oportunidad de desarrollar y ser pionero en la industria del H₂, con un precio estimado menor a 1.5 USD/kg, una capacidad de producción de 160 millones de toneladas al año, una reducción del 20% de emisiones de CO₂ para el 2050⁶, se presenta como un mercado de tamaño equiparable a la minería, tal como lo indica la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde⁷. Así, el desarrollo de la política pública en torno al H₂ considera metas para el año 2025 y 2030, apoyo financiero del Estado en inversiones extranjeras para desarrollar planes piloto, y acuerdos del sector público-privado, todo ello mediado en un plan de largo plazo a través de 3 etapas de expansión: la primera, el desarrollo de la industria local reemplazando el amoníaco importado y el hidrógeno gris utilizado en refinerías junto con el uso de este combustible en transportes de carga pesada y de largo alcance;

la segunda incluye al transporte minero, camiones de ruta, combustible en redes de gas y la exportación del amoníaco a Europa, China, EEUU y Japón; finalmente, la tercera etapa plantea la exportación en masa de H₂ y metanol verde a mediados de 2035. El planteamiento de una estrategia a nivel país es una buena señal por parte del estado para desarrollar nuevos negocios, sin embargo, el cumplimiento de las metas se condiciona a las inversiones de extranjeros en la materia, tendencia de otros países con potencial y desarrollo de normas para su uso en el transporte. Para 2021, se vislumbran desafíos tales como la puesta en marcha del primer camión minero que use H₂ como combustible, avances hacia el piloto del proyecto HIF en Magallanes y eventuales nuevas iniciativas de inversión en proyectos de hidrógeno verde.

Proyecto HVDC Kimal-Lo Aguirre: En septiembre de 2020, mediante la publicación del Decreto Exento N°163/2020⁸, se instruyó al Coordinador iniciar de manera inmediata el proceso de licitación del proyecto Kimal – Lo Aguirre adelantando la puesta en marcha al 2028 y prescindiendo de un estudio de franjas. Así, a finales de octubre de 2020 el Coordinador comenzó el proceso de licitación internacional de la línea HVDC con fecha de adjudicación esperada para octubre del 2021. El proyecto se plantea como un corredor en paralelo a Kimal-Cardones-Polpaico 500 kV, con topología bipolar con retorno metálico dedicado y 2 estaciones convertidores AC/DC, con una inversión cercana a US\$1.000 millones, cuyas bases técnicas generales y funcionales, ambas preliminares, se encuentran disponibles para las empresas interesadas registradas. El correcto diseño y operación de este proyecto de gran envergadura es de vital importancia para asegurar una correcta transición en el proceso de descarbonización y el evacuar la energía presente en el norte de Chile. El 2021 presenta desafíos claves en las especificaciones técnicas del proyecto, asegurar una alta competencia entre los participantes de manera de alcanzar un precio menor que el de referencia, el cumplimiento del calendario de licitación y su posterior adjudicación.

Subastas de SSCC: El nuevo régimen de SSCC comenzó a inicios del año 2020 con la realización de licitaciones o subastas para su prestación. Los resultados esperados se ligaban directamente a que, en condiciones de competencia, los precios de estos servicios registrarían una tendencia a la baja, tal como venía ocurriendo en los años anteriores: en el año 2018 el costo total de SSCC alcanzó \$16.339 millones, y en 2019, \$13.570 millones⁹. Sin embargo, tras la implementación del nuevo régimen, el monto aumentó en torno al 250%, alcanzando los \$47.516 millones, observándose subastas declaradas desiertas para las cuales aplicó el precio máximo. Como consecuencia, el Coordinador, decidió suspender en agosto las subastas de SSCC acusando falta de condiciones de competencia y desatando diversas opiniones desde diferentes actores del sector. Bajo este contexto, luego de la implementación de tres medidas tomadas por la CNE y cuatro llevadas a cabo por el Coordinador¹⁰, el 14 de diciembre de 2020 se reanudó el proceso de subastas. Por su parte, la CNE modificó el cálculo del precio máximo y de medidas de mitigación, eliminó el costo de oportunidad en las ofertas y dejó de considerar la simetría en CPF. A su vez, el Coordinador trabajó en determinar la dinámica de reservas del CSF y CTF, aumentar la cantidad de bloques de subastas (de 3 a 5), cambiar los horarios para otorgar mayor tiempo para las ofertas, fijar el precio máximo como oculto y establecer que la oferta incluya solo precios-costos directos. De este modo, el nuevo inicio del régimen de subastas de SSCC continuará bajo observación por parte de los diferentes participantes del sector, y susceptible a posibles modificaciones durante 2021, en la búsqueda de tener un mercado de SSCC más competitivo bajo una operación más segura y económica.

Así, 2020 culmina con 2 proyectos de ley en plena discusión legislativa y una estrategia nacional de H₂ con grandes expectativas país. Para 2021 siguen a la espera iniciativas como son los ajustes al mecanismo de estabilización de tarifas, las modificaciones a la ley de transmisión, potenciales cambios al mecanismo de remuneración de capacidad y las normas técnicas pendientes en el contexto de la estrategia de flexibilidad.

¹ Proyecto de Ley de Portabilidad Eléctrica ingresado a la Cámara de Diputados: <https://bit.ly/3mFh909>

² Proyecto de Ley de Descarbonización Acelerada: <https://bit.ly/37ENo2b>

³ Presentación del Ministerio de Energía acerca de la Descarbonización Acelerada: <https://bit.ly/2Kxm6LF>

⁴ CNE anuncia aumento de costos debido a Descarbonización Acelerada <https://bit.ly/3hpvDR7>

⁵ Editorial System descarbonización acelerada <https://bit.ly/3nUnSVB>

⁶ Potencial de Chile en el desarrollo del H₂ <https://bit.ly/3pJSCAD>

⁷ Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde publicada por el Ministerio de Energía <https://bit.ly/3rq9UzK>

⁸ Decreto Exento N°163 Ministerio de Energía <https://bit.ly/2WRN10J>

⁹ Suspensión de Subastas de SSCC por parte del Coordinador <https://bit.ly/2K7qoDr>

¹⁰ Taller realizado por el Coordinador para anunciar reanudación de Subastas SSCC <https://bit.ly/37HJook>

Análisis de operación

Generación

En el mes de noviembre la generación total del SEN fue de 6.361 GWh/mes, un 1,2% inferior a octubre de 2020 (6.437 GWh/mes) y un 0,9% superior a noviembre de 2019 (6.306 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación de gas y carbón disminuyó un 66,4% y 12,4% en relación con la de noviembre de 2019. En contraste, la participación de la generación mediante energía eólica, solar, pasada, embalse y diésel aumentó en un 10,5%, 24,9%, 23,1%, 33,8% y 36,9% respectivamente en relación con noviembre 2019 (Ver figura 1).

Durante noviembre estuvo en mantenimiento mayor la unidad de pasada Antuco (21 días); la central hidráulica de embalse El Toro (5 días); las centrales de carbón Santa María, Guacolda 2, Guacolda 5 y Nueva Ventanas (30, 10, 3 y 2 días respectivamente); la central de gas San Isidro 1 GNL, Mejillones-CTM3 y Nehuenco 1 GNL (21, 11 y 8 días respectivamente) y, por último, las unidades diésel Cardones, Nehuenco 1 Diésel y Los Pinos (22, 8 y 7 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de noviembre, la potencia máxima generada fue de 10.389 MW el día 30, y la mínima fue de 6.937 MW el día 15. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de noviembre, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

De forma análoga a lo ocurrido en el mes anterior (octubre) la energía embalsada en el SEN en noviembre del presente año no superó los niveles de noviembre del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 64% del promedio mensual entre los años 1994 y 2019 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2020/2021 (octubre de 2020), el nivel de excedencia observado es igual a 92,5%, es decir, se ubica en el 7,5% 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

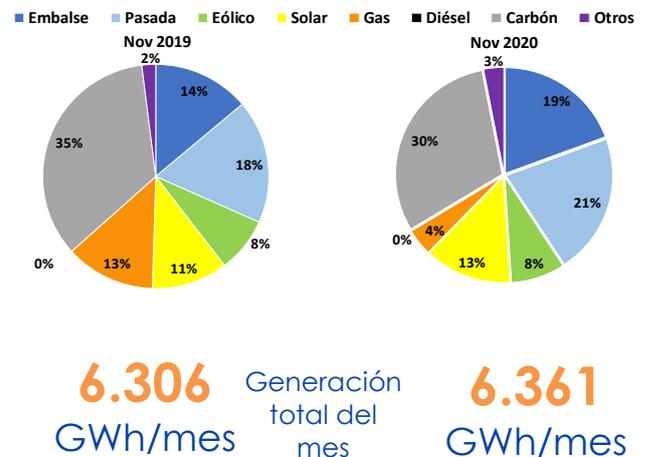


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



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

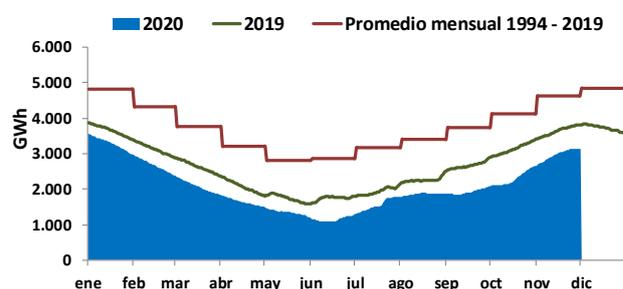


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En noviembre 2020 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 34,9 US\$/MWh, lo cual registró un aumento de 2% con respecto a octubre del mismo año (34,2 US\$/MWh), y un aumento de 3% respecto a noviembre de 2019 (34 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 noviembre de 2020 fue de 32,8 US\$/MWh, lo cual reflejó un aumento de 6% con respecto a octubre del mismo año (30,8 US\$/MWh), y una disminución de 6% respecto a noviembre de 2019 (35,1 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 noviembre 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 412 horas.

Los tramos con mayores desacoples fueron: D. Almagro 220 – Cachiyuyal 220 (36 eventos), Polpaico 500 – N.P. Azúcar 500 (21 eventos), Salar 220 – Calama 220 (14 eventos), N. Pan de Azúcar 500 – N. Pan de Azúcar 220 (9 eventos) y Maitencillo 220 – Don Hector 220 (3 eventos) con un desacople promedio de 24,4 US\$/MWh, 18,5 US\$/MWh, 25,9 US\$/MWh, 26,7 US\$/MWh y 23 US\$/MWh respectivamente (ver Tabla 1).

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

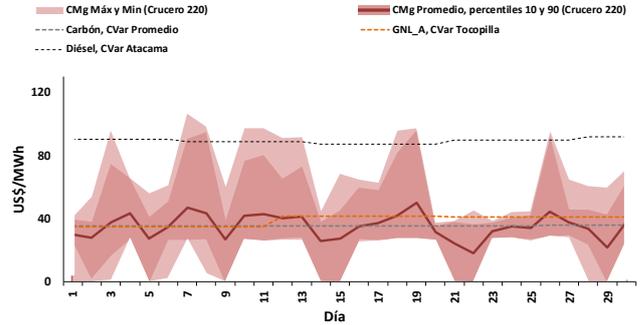


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de noviembre para Crucero 220 (Fuente: CEN)

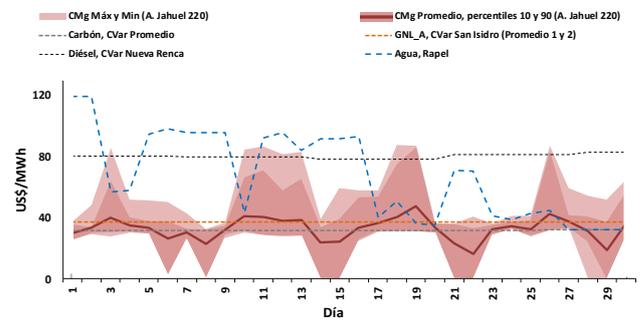


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de noviembre para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

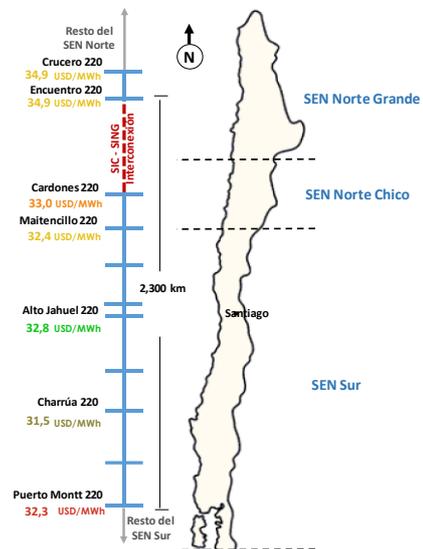


Figura 6: Costo marginal promedio de noviembre en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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

Líneas con desacoples			Líneas con desacoples		
Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
D. ALMAGRO 220-CACHIYUYAL 220	120	24,4	A. JAHUEL 154-FATIMA1 154	17,6	11,5
POLPAICO 500-N.P. AZUCAR 500	116	18,5	TALCA2 064-LAPALMA 064	7,2	0,2
SALAR 220-CALAMA 220	63	25,9	L.PALMAS 220-L.VILOS 220	14,5	16,2
N.P. AZUCAR 500-N.P. AZUCAR 220	44	26,7	N.MAITENCILLO 500-N.MAITENCI	3,3	31,5
MAITENCILLO 220-DON HECTOR 220	8	23	ITAHUE 220-ITAHUE 154	7,9	27,5

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

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

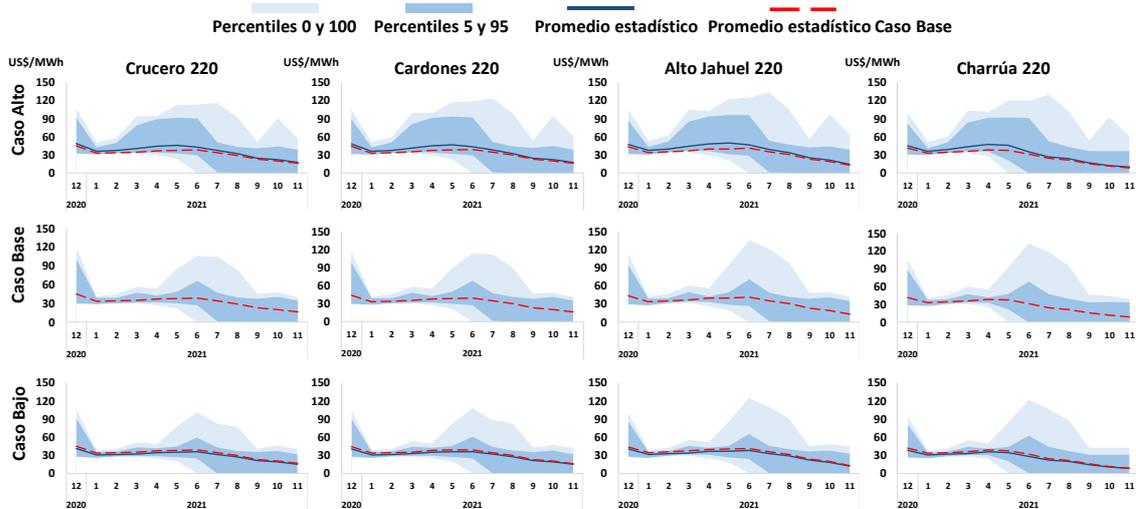


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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. Considerando el comportamiento real de la demanda hasta noviembre 2020 y la contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 5,1% para el año 2021 respecto del año 2020. Se definieron tres escenarios de operación distintos: **Caso Base** que considera los supuestos descritos en la Tabla 2; **Caso Bajo** que considera una alta disponibilidad de Gas y bajos costos de combustibles; y un **Caso Alto** en el cual se considera que solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de Gas, además de los supuestos presentados en la Tabla 2.

Tabla 2: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto		
Crecimiento demanda	2020 (Proyectada)	0.2%	0.2%	0.2%		
	2021 (Proyectada)	5.1%	5.1%	5.1%		
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	67.3	74.7	82.2	
		Angamos	57.6	64.0	70.4	
		Guacolda (promedio)	56.9	63.2	69.6	
		Andina	57.2	63.5	69.9	
		Hornitos	56.1	62.3	68.6	
		Norgener	59.2	65.7	72.3	
	Diesel US\$/Bbl	N. Ventanas	63.0	70.0	77.0	
		Quintero	54.1	60.1	66.1	
	GNL US\$/MMBtu	Mejillones	52.4	58.2	64.1	
		San Isidro 1	San Isidro 1	5.2	5.8	6.4
			San Isidro 2 (1)	4.8	5.3	5.8
		Nehuenco 1	Nehuenco 1	7.1	7.9	N/A
			Nehuenco 2 (1)	4.8	5.3	N/A
		Mejillones CTMB	Mejillones CTMB	3.8	4.2	N/A
			Nueva Renca (1)	4.8	5.3	N/A
U16 (1)		U16 (1)	4.1	4.5	5.0	
		Kelar	6.6	7.3	N/A	
GN US\$/MMBtu		San Isidro 2 (2)	4.1	4.5	5.0	
	U16 (3)	4.1	4.5	5.0		
	Nehuenco 2 (2)	4.1	4.5	N/A		
	Nueva Renca (2)	4.1	4.5	N/A		

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 5.550 MW de nueva capacidad, de los cuales 2.698 MW son solares, 1.543 MW son eólicos, 28 MW son geotérmicos, 563 MW hidráulicos, 166 MW de biomasa y 718 MW térmicos. Además, se considera el retiro anticipado de unidades térmicas Ventanas I y Ventanas II para diciembre 2020 y enero 2021 respectivamente, equivalentes a 299,2 MW.

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 noviembre, Enel Generación elevó su generación hidráulica y carbón y disminuyó sus contribuciones de GNL y gas natural. Por su parte, Colbún redujo su generación de GNL y aumentó su generación hidráulica. Por otro lado, AES Gener, aumentó su generación de carbón. Engie aumentó su generación en base a carbón y redujo sus aportes de GNL y gas natural. Por último, Tamakaya redujo su producción térmica de gas.

En noviembre, las empresas Tamakaya, AES Gener, Colbún y Engie fueron deficitarias, mientras que Enel fue excedentaria.

Enel Chile

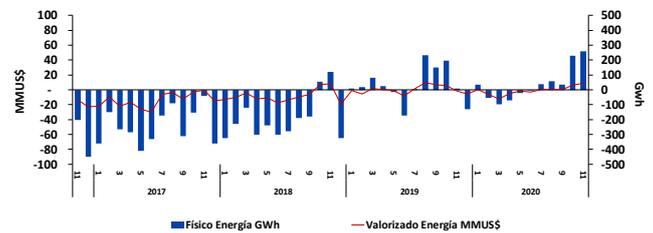
	Generación por Fuente (GWh)		
	Nov 2019	Oct 2020	Nov 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	139	199	207
Gas Natural	138	135	83
GNL	165	84	79
Hidro	1.077	1.134	1.197
Solar	112	108	113
Eólico	165	172	157
Getérmica	17	19	21
Total	1.813	1.851	1.857

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Oct 2020	Nov 2020
Central		
Bocamina (prom. I y II)	31,4	32,0
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	37,0	37,0
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	35,8	36,1
Taltal Diesel (Prom I y II)	119,7	122,2
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	87,2	89,1

	Valor del Agua promedio (US\$/MWh)	
	Oct 2020	Nov 2020
Central		
Embalse Ralco	36,5	34,8

Transferencias de Energía noviembre 2020	
Total Generación (GWh)	1.857
Total Retiros (GWh)	1.599
Transf. Físicas (GWh)	258
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	9



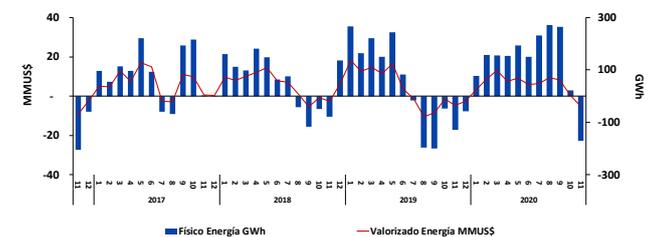
Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Nov 2019	Oct 2020	Nov 2020
Diésel	0	1	2
Carbón	90	180	0
Gas Natural	111	0	0
GNL	145	60	2
Hidro	415	669	677
Solar	2	2	2
Eólico	0	0	0
Total	765	912	683

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Oct 2020	Nov 2020
Central		
Santa María	30,4	30,6
Nehueuco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	31,5	42,2
Nehueuco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	35,8	35,8
Nehueuco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	70,4	72,3

	Valor del Agua promedio (US\$/MWh)	
	Oct 2020	Nov 2020
Central		
Embalse Colbún	28,9	31,0

Transferencias de Energía noviembre 2020	
Total Generación (GWh)	683
Total Retiros (GWh)	854
Transf. Físicas (GWh)	-171
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-5



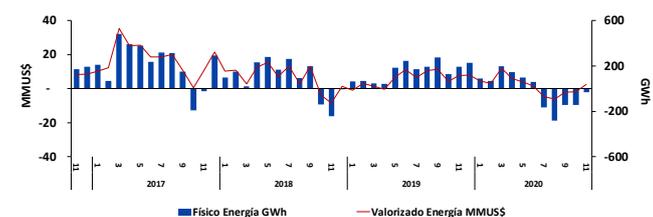
AES Gener

	Generación por Fuente (GWh)		
	Nov 2019	Oct 2020	Nov 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	1.526	1.383	1.425
Gas Natural	0	1	1
GNL	0	0	0
Hidro	99	82	116
Solar	8	25	28
Eólico	0	0	0
Otro	0	0	0
Total	1.633	1.491	1.570

*Incluye Guacolda, Cochrane y Angamos, entre otros.

	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Oct 2020	Nov 2020
Central		
Ventanas (prom. I y II)	40,3	39,0
N. Ventanas y Campiche	31,5	31,5
Angamos (prom. 1 y 2)	26,3	26,1
Guacolda III	28,4	27,6
Norgener (prom. 1 y 2)	29,7	30,1

Transferencias de Energía noviembre 2020	
Total Generación (GWh)	1.570
Total Retiros (GWh)	1.602
Transf. Físicas (GWh)	-32
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	3



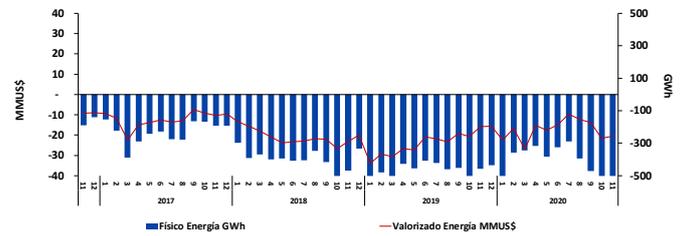
Análisis por empresa

Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	Nov 2019	Oct 2020	Nov 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	428	158	292
Gas Natural	92	67	4
GNL	92	62	33
Hidro	8	11	8
Solar	12	11	9
Eólico	0	12	8
Total	632	322	354

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Central	Oct 2020 / Nov 2020
Andina Carbón		30,7 / 30,5
Mejillones Carbón		46,0 / 43,5
Tocopilla GNL_A (UJ6-TG1+TV1)		36,0 / 38,7
Transferencias de Energía noviembre 2020		
Total Generación (GWh)		354
Total Retiros (GWh)		967
Transf. Físicas (GWh)		-613
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		-21

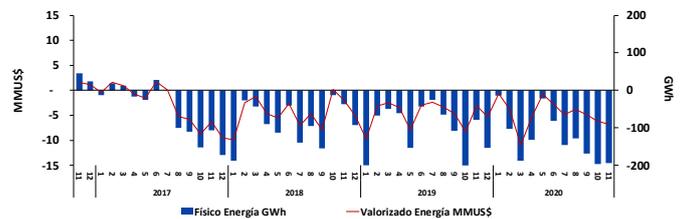
*Considera Andina, Hornitos, Los Loros y Monte Redondo



Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Nov 2019	Oct 2020	Nov 2020
Diésel	0	1	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	347	160	118
GNL	173	79	59
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	520	241	177

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)	
	Central	Oct 2020 / Nov 2020
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)		61,8 / 65,1
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)		63,9 / 65,1
Transferencias de Energía noviembre 2020		
Total Generación (GWh)		59
Total Retiros (GWh)		253
Transf. Físicas (GWh)		-194
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		-7



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

Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a noviembre de 2020, es de 87,3 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 SEN

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

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2020 GWh
ENDESA	80,4	16.705
COLBÚN	92,1	4.850
PANGUIPULLI	125,2	565
Empresa Eléctrica Carén S.A.	119,1	85
Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	122,9	60
Chungungo S.A.	96,5	190
Energía Cerro El Morado S.A.	126,4	40
SPV P4 S.A.	106,5	20
M. REDONDO	114,9	303
D. ALMAGRO	121,1	220
PUNTIILLA	122,6	83
AES GENER	80,0	5.601
GUACOLDA	67,9	900
PUYEHUE	97,9	160
E-CL	91,1	7.570
San Juan SpA.	111,2	420
Pelumpén S.A.	88,6	380
Santiago Solar S.A.	86,6	120
ACCIONA	103,0	600
Aela Generación S.A.	83,1	768
Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	105,5	39
Ibercolica Cabo Leones I S.A.	97,2	195
SCB II SpA	73,6	88
Amunche Solar SpA	70,6	110
El Campesino	92,3	4.000
Abengoa	124,5	950
Norvind	122,8	50
Precio Medio de Licitación	87,3	45.070

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2020 GWh
Enel Distribución	73,4	16.316
Chilquinta	94,2	3.481
CGE Distribución	101,3	13.024
SAESA*	97,2	4.312
Precio Medio Muestra	87,9	37.134

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), cuya última publicación considera datos actualizados a octubre 2020, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.483 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 441 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante octubre fue igual a 1.775 GWh, es decir, se superó en un 303% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 48% (848 GWh) seguido por el aporte eólico con un 35% (622 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 12%, 5% y 1% respectivamente (204, 84 y 17 GWh respectivamente).

Durante octubre, se registraron 23 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución del 53% con respecto a septiembre 2020 (49 GWh) y un aumento de 129% con respecto a octubre de 2019 (10 GWh), ver Figura 9.

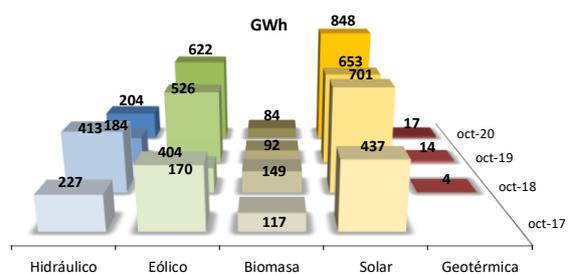


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

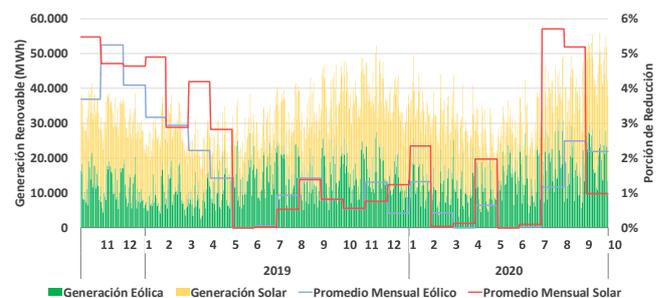


Figura 9: Verificación renovable durante el mes de octubre (Fuente: CEN).

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-454 CNE (30-11-2020) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 7.506 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a octubre de 2024. De estos, 47,8% corresponde a tecnología solar (3.587 MW), un 26,7% a tecnología eólica (2.001 MW), un 16,8% a tecnología hidráulica (1.258 MW), un 6,1% a tecnología térmica (461 MW), un 2,2% a biomasa (166 MW), y un 0,4% a tecnología geotérmica (33 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 5 resume el plan de obras de generación de la CNE a 12 meses (Tabla 5).

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

Proyecto	Fecha estimada de interconexión	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]
Campos del Sol	nov-20	SolarFotovoltaico	381
Las Lajas	jul-21	Hidro -Pasada	267
Alfalfal II	sep-21	Hidro -Pasada	264
Parque FV Domeyko	may-21	SolarFotovoltaico	186
Parque Eólico Cerro Tigre	feb-21	Eólico	185
Proyecto FV Coya	dic-21	SolarFotovoltaico	180
Planta FV Sol del Desierto Fase I	mar-21	SolarFotovoltaico	175
Parque FV Malgarida II 15	abr-21	Fotovoltaico Solar	173
Cabo Leones II Segunda Etapa	nov-20	Eólico	172
San Pedro	oct-24	Hidro -Pasada	170
MAPA	oct-21	Biomasa	166
Santa Isabel Etapa II 12	dic-11	Fotovoltaico Solar	159
PE Llanos del Viento	ago-21	Eólico	156
Parque Eólico Tchamma	dic-20	Eólico	155
PE Puelche Sur	nov-21	Eólica	152
Sol de Lila	nov-20	SolarFotovoltaico	152
Atacama Solar II	nov-20	SolarFotovoltaico	150
Llanos Blancos	ene-21	Diésel	150
Parque Eólico Calama	ago-21	Eólico	150
Los Cóndores	dic-23	Hidro Pasada-	150
Valle del Sol	ago-21	SolarFotovoltaico	150
Río Escondido	feb-21	SolarFotovoltaico	145
Parque Eólico Renaico II	nov-20	Eólico	144
Parque Eólico Malleco - Fase II	feb-21	PMG Hidro-Pasada	138
Nuble	jun-24	Hidro Pasada-	136
Parque Eólico Malleco - Fase I	dic-11	Eólico	135
Ampliación Finis Terrae Etapa I	feb-21	SolarFotovoltaico	126
PV Tamaya Solar	jun-21	SolarFotovoltaico	114
Cabo Leones III Fase 2	abr-21	Eólico	110
Parque Eólico Ckani	jul-21	Eólico	107
Valle Escondido	abr-21	Fotovoltaico Solar	105
Sol de Varas	mar-22	SolarFotovoltaico	101
Prime Los Cóndores	nov-20	Diésel	100
Parque Solar Fotovoltaico Nuevo Quillagu	dic-11	Fotovoltaico Solar	100
Parque FV Pampa Tigre	abr-21	SolarFotovoltaico	100
Los Olmos	ago-21	Eólico	100
Parque FV Willka	jul-22	SolarFotovoltaico	98
Sol de Los Andes	jun-21	SolarFotovoltaico	89
Parque Solar Capricornio	feb-21	Fotovoltaico Solar	88
Parque Eólico Alena	dic-20	Eólico	84
Parque Fotovoltaico La Huella	ene-21	Fotovoltaico Solar	84
PSF Sol de Atacama	abr-22	Fotovoltaico Solar	81
Combarbalá	ene-21	Diésel	75
Campo Lindo 18	mar-22	Eólico	72
Central de Respaldo Maitencillo	nov-20	Diésel	67
Parque Eólico Mesamávida	mar-21	Eólico	60
Extensión de Parque Eólico Cabo Leones I	may-21	Eólico	60
Parque FV Azabache	dic-20	SolarFotovoltaico	60
PE Lomas de Duqueco 17	jul-21	Eólico	57
Planta FV Sol del Desierto Fase II	abr-21	SolarFotovoltaico	55
La Cruz Solar	ene-21	SolarFotovoltaico	50
Parque Eólico La Estrella	feb-21	Eólico	50
CH Los Lagos	ago-22	Hidro-Pasada	49
Parque Eólico Negrete - Etapa I	ene-21	Eólico	36
Cardones	feb-23	SolarFotovoltaico	35
Cerro Pabellón Unidad 3	dic-20	Geotérmica	33
Parque FV Malgarida I	abr-21	Fotovoltaico Solar	28
San Javier etapa I	feb-21	Diésel	25
San Javier etapa II	mar-21	Diésel	25
Digua	dic-20	Hidro-Pasada	20
Trupán	dic-20	Hidro -Pasada	20
El Pinar	dic-20	Hidro -Pasada	11

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección *Infraestructura del SEN*.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a noviembre de 2020, totalizan 11.625 MW con una inversión de MMUS\$ 11.757 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 56.401 MW con una inversión de MMUS\$ 115.585

Durante el mes de noviembre, 12 proyectos obtuvieron RCA favorable, de los cuales todos son solares, sumando una capacidad total de 1.172 MW. Se destaca dentro de estos proyectos, la Planta Fotovoltaica Inti Pacha de 719 MW. Por otro lado, entraron en calificación 14 nuevos proyectos con una capacidad instalada de 919 MW, de los cuales se destaca el proyecto Planta Fotovoltaica AR Changos Solar y Parque Solar Oxum del Tamarugal de 471 MW y 318 MW respectivamente.

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

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Eólico	4.203	5.118	10.447	20.963
Hidráulica	173	447	3.933	6.677
Solar	7.128	6.133	25.195	59.978
Gas Natural	0	0	6.397	6.258
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	120	60	2.767	6.475
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	0	0
Total	11.625	11.757	56.401	115.585

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver [Estadísticas System](#), sección [Infraestructura SEN](#)

Seguimiento regulatorio

Ministerio de Energía

- Ingresa a Contraloría el Decreto 68 que Modifica el Decreto 327 en lo Relativo a Concesiones Eléctricas ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial el Decreto 42 sobre modificaciones al Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras y se establecen las condiciones para acceder al Estado de Reserva Estratégica ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial el Nuevo Decreto 5T ([ver más](#))

Cámara

- Se Finaliza el segundo trámite constitucional del Proyecto de Ley que extiende la vigencia de la Ley de Servicios Básicos ([ver más](#)).
- Entra a Comisión Mixta el Proyecto de Ley sobre Eficiencia Energética ([ver más](#))

Comisión Nacional de Energía

- Se Publica Fijación Preliminar de Precios de Nudo de Corto Plazo ([ver más](#)).
- Se Publican las Bases Técnicas Definitivas de Licitación de Suministro 2021/01 ([ver más](#)).
- Se Publica Plan Normativo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2021 ([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

Diciembre 2020



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales:  

reporte@system.cl

www.system.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@system.cl

Jaime Gallegos E. | Líder de Proyectos

jgallegos@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.