

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Diciembre 2021

Contenido

Editorial	2
Análisis de operación	3-4
Generación	4
Hidrología	4
Costos Marginales	5
Proyección de costos marginales Systep	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

Balance 2021 del sector eléctrico y desafíos pendientes

A pesar de la pandemia, el 2021 fue un año dinámico para el sector eléctrico nacional. En este periodo se han presentado diversos acontecimientos de los cuales se destacan:

Récord de precios bajos en la licitación de suministro a clientes regulados 2021/01: En septiembre, la Comisión Nacional de Energía (CNE) llevó a cabo la licitación de suministro para clientes regulados 2021/01, en la cual se adjudicaron 2.310 GWh/año a un precio promedio de 23,78 US\$/MWh. El bajo nivel de precio alcanzado muestra un verdadero hito desde que se instauró el esquema de licitaciones en 2005. Nuevamente, la mayoría de las ofertas adjudicadas están respaldadas por nuevos proyectos fotovoltaicos y eólicos. Este desarrollo renovable es necesario complementarlo con capacidad adicional que otorgue flexibilidad al sistema y energía gestionable, desafío que no es exclusivo de los clientes regulados, sino que de todos los participantes del mercado eléctrico.

Inminente agotamiento del fondo de estabilización PEC: El objetivo principal del PEC (Ley 21.185) consiste en estabilizar los precios de energía y potencia a clientes regulados al adelantar el efecto que tendrán los contratos con precios menores que resultaron de las últimas licitaciones de suministro. Este mecanismo opera como un sistema de crédito para los clientes, financiado por las empresas de generación y cuyo monto total no pueden superar los US\$1.350 millones de dólares ni continuar aumentando posterior a junio de 2023. Según las cifras publicadas por la CNE¹, el límite debiese alcanzarse a mediados de 2022, lo cual llevaría a un alza en los precios de la energía para el segundo semestre del próximo año. En cuanto a los pasos a seguir, la autoridad deberá definir si propone un nuevo mecanismo de estabilización, el cual tendrá el difícil desafío de mantener la cadena de pagos, recuperar los saldos acumulados y, al mismo tiempo, proteger tanto a los clientes vulnerables como a los nuevos proyectos de generación.

Importantes atrasos en procesos tarifarios de distribución y transmisión: Más de un año y medio es el retraso que acumula el Estudio de Valor Agregado de Distribución y el Estudio de Valorización de la Transmisión². Se espera que los respectivos Decretos entren en vigencia durante 2022, lo que impactará en las tarifas eléctricas. Ambos estudios presentan modificaciones relevantes con respecto a los procesos anteriores. Por un lado, el actual proceso de valorización de transmisión es el primer estudio bajo la nueva Ley de Transmisión y cuenta con una tasa de

7% después de impuestos. Además, los resultados hasta la fecha muestran una baja en la valorización de dichos activos. Con respecto al proceso VAD, este es el primer proceso que incorpora los cambios introducidos por la Ley Corta de Distribución tales como la nueva tasa de interés (6% después de impuestos), la eliminación del estudio realizado por las empresas y la definición de una mayor cantidad de áreas típicas.

Estrechez de generación en el Sistema Eléctrico Nacional: En agosto de 2021 se publicó el Decreto N°51, que establece medidas preventivas para enfrentar la estrechez de generación que vive el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Durante el presente año esta situación se ha visto acentuada por la indisponibilidad de centrales de carbón y gas, la crisis hídrica y la baja disponibilidad del gas. Se espera que la estrechez de generación del SEN se solucione en la medida que las centrales indisponibles vuelvan a operar y se integre la infraestructura actualmente en construcción, por ello, el Decreto N°51 contribuirá positivamente en mejorar esta situación. Por otro lado, el estudio mensual de seguridad de abastecimiento publicado por el CEN estima que bajo condiciones de baja disponibilidad hidráulica (hidrología 1968-1969), en los meses de junio y julio de 2022 la tasa de consumo diésel podría superar en tres veces a la capacidad máxima de reposición de dicho combustible, lo cual comprometería la seguridad de abastecimiento del SEN. Por tanto, el CEN tendrá que impulsar medidas para asegurar la operación adecuada del sistema eléctrico.

Posible extensión de Ley de Servicios Básicos: En agosto de 2020 fue publicada la Ley 21.249 sobre la suspensión de servicios básicos (luz, agua y gas de red), cuyo objetivo era impedir el corte de suministro a algunos consumidores entre el periodo de publicación de la ley y los 90 días posteriores. Dada la condición de la pandemia, su vigencia fue extendida por las Leyes 21.301 y 21.340 hasta el 31 de diciembre de este año. Esta medida ha provocado que, a fines de octubre de 2021, en términos de cuentas de luz se haya alcanzado una cifra de 760 mil clientes residenciales morosos, con una deuda acumulada de US\$365,9 millones de dólares³. Al estar próximo a cumplirse los plazos de vigencia de la ley de servicios básicos, el pasado 22 de diciembre fue aprobado por la Cámara de Diputados un proyecto de ley que extiende su vigencia por otro año más, sin embargo, tras indicaciones ingresadas por parlamentarios este deberá volver a la Comisión de Economía. Por otro lado, el gobierno propone un proyecto de ley que

¹ Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo Promedio Fijación Enero 2022, CNE, Nov. 2021.

² Resolución Exenta CNE N°191/2020.

³ Morosidad eléctrica al 31 de Octubre de 2021, DF. Dic. 2021.

promueve terminar con la deuda por medio de un sistema tripartito, donde participarían los deudores, las empresas y el propio Ejecutivo. La realidad es que la deuda deberá ser pagada eventualmente, por tanto, es importante que se promuevan medidas en el corto y mediano plazo para que los consumidores morosos puedan saldar adecuadamente sus cuentas.

Avances en Hidrógeno Verde: Bajo los lineamientos de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, lanzada en noviembre del año pasado, el ejecutivo ingresó en diciembre de 2021 a la Cámara de Diputadas y Diputados un proyecto de ley⁴ que busca impulsar un mercado nacional de hidrógeno verde, mediante el establecimiento de cuotas mínimas de distribución de hidrógeno verde en las concesionarias de distribución de gas natural, y la habilitación de ENAP para participar en su desarrollo. Fruto de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, a la fecha la Región de Magallanes ya cuenta con 4 proyectos de hidrógeno verde, donde entre los principales se encuentran "Haru Oni" de HIF, "NH Energy" de Austria Energy y "H2 Magallanes" de Total Eren; el primero ya comenzó sus obras en septiembre de este año, contempla una inversión de US\$51 millones de dólares y planea producir 350 toneladas de metanol y 130.000 litros de eCombustible hacia fines de 2022; en cambio, el resto de los proyectos aún se encuentra en etapas preliminares de desarrollo.

Exitosa licitación de línea HVDC Kimal – Lo Aguirre: El proceso de licitación de los derechos de ejecución y explotación de la línea de transmisión en HVDC Kimal - Lo Aguirre culminó de forma exitosa con la adjudicación al "Consorcio Yallique", conformado por las empresas ISA Inversiones Chile SpA, Transelec Holdings Rentas Limitadas y China Southern Power Grid International (HK) Co. Limited. La propuesta presentada contempla un Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) de US\$116,3 millones, valor inferior al valor máximo de ofertas (US\$177 millones). El proyecto considera una línea de transmisión HVDC de 1.500 kilómetros entre las regiones de Antofagasta y Metropolitana, con tecnología bipolar con retorno metálico dedicado y 2 estaciones convertidoras AC/DC. Esta obra es de vital importancia para transportar la energía de bajo costo que se proyecta en el norte del país. La puesta en servicio de este proyecto se estima para el año 2028.

Aceleración plan actual de descarbonización: En 2019 las principales empresas de generación eléctrica

acordaron voluntariamente con el Ministerio de Energía retirar 1.047 MW (8 unidades) para 2024. A la fecha, estas empresas han ido actualizando sus planes, acordando retirar 3.561 MW (18 unidades) para 2025. Sin embargo, existen señales de diferentes actores que advierten dificultades en el retiro acelerado de las centrales a carbón. De hecho, producto de la escasez hídrica y de la estrechez de generación, este año el CEN evaluó la reincorporación de Ventanas I, pero finalmente la descartó; a ello se suma la recomendación de postergar la salida hasta 2023 de las centrales Bocamina II y Ventanas II, para evitar una crisis de abastecimiento⁵. Respecto a esta materia, se discuten en el Congreso dos proyectos de ley, uno que prohíbe las centrales de carbón para fines de 2025⁶ y otro que prohíbe desde 2030 la inyección de energía eléctrica proveniente de combustibles fósiles al Sistema Eléctrico Nacional⁷. Diversos estudios señalan que, en el contexto actual, al año 2025 el sistema eléctrico no estará preparado para cerrar la totalidad de las centrales a carbón, y menos para prescindir en 2030 de la generación en base a combustibles fósiles^{8,9,10}. Por tanto, los legisladores deberán situar la descarbonización en un horizonte de tiempo que permita la operación segura del sistema eléctrico.

Vistos los acontecimientos antes descritos, hacia 2022 se plantean grandes desafíos, principalmente por el lado tarifario, donde surgen interrogantes ante las medidas que se adoptarán por el agotamiento del PEC y la deuda acumulada en los servicios básicos. Otros desafíos se plantean bajo el contexto de la reforma de distribución, donde aún se encuentra en tramitación el proyecto de ley de Portabilidad Eléctrica¹¹, y falta la presentación de los proyectos de Recursos Energéticos Distribuidos y de Calidad de Servicio. Asimismo, en el marco de la Estrategia de Flexibilidad, aún está pendiente el nuevo reglamento de potencia.

De esta forma el año 2021 deja desafíos relevantes, y la nueva autoridad tendrá la importante misión de complementar y terminar de definir la Política Energética de Chile, pero al mismo tiempo deberá priorizar aquellas materias pendientes de carácter urgente.

⁴ Proyecto de Ley: "[Promueve la producción y uso del hidrógeno verde en el país](#)", Dic. 2021.

⁵ Estudio de seguridad de abastecimiento, período Nov. 2021 – Oct. 2022, CEN Nov. 2021.

⁶ Proyecto de Ley: "[Prohíbe la instalación y funcionamiento de centrales termoeléctricas a carbón en todo el país, a contar de la fecha que indica](#)", Ene. 2020.

⁷ Proyecto de Ley: "[Promueve la generación de energía renovable](#)", Oct. 2021.

⁸ "[Análisis y propuestas de una ruta de referencia para alcanzar cero emisiones netas en el sector de generación eléctrica en Chile](#)", ACERA, Sept. 2021.

⁹ "[Análisis de la Operación y Abastecimiento del Sistema Eléctrico nacional de Chile en un escenario de retiro total de centrales a carbón al año 2025](#)", CEN, Sept. 2020.

¹⁰ "[Planificación Eléctrica de Largo Plazo 2023-2027 \(preliminar\)](#)", Ministerio de Energía Ago. 2021.

¹¹ Proyecto de Ley: "[Establece el derecho a la portabilidad eléctrica](#)", Sept. 2020.

Análisis de operación

Generación

En el mes de noviembre, la generación total del SEN fue de 6.718 GWh/mes, un 1,3% menor a octubre de 2021 (6.804 GWh/mes) y un 5,6% mayor a noviembre de 2020 (6.361 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación hidráulica y carbón disminuyeron un 37,2% y 7,4% en relación con noviembre 2020. En contraste, la participación de la generación mediante diésel, eólica, solar y gas aumentaron en un 2.535%, 43%, 52,2% y 264%, respectivamente en relación con noviembre 2020 (Ver figura 1).

Durante noviembre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Canutillar, El Toro, Rapel y Antuco (3, 5 y 1 días respectivamente); las centrales de carbón: Santa María, Guacolda 3 y 4, Mejillones- CTM1, Nueva Ventana (30, 4, 16, 17 y 30 días respectivamente); las centrales diésel: Candelaria 1, Kelar diésel, Los Guindos, Nehuenco 2 diésel, Olivos Mejillones CTM3 - diésel, Tocopilla U16 - diésel, Los Espinos y Pajonales (1, 16, 5, 22, 1, 5, 1, 2 y 4 respectivamente); las centrales de gas: Kelar GNL, Nehuenco 1 y 2 GNL, Mejillones CTM3 GNL y Tocopilla U16 GNL (30, 1, 22, 5, 1 y 1 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de noviembre, la potencia máxima generada fue de 10.974 MW el día 22, y la mínima fue de 7.546 MW el día 14. 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

En noviembre la energía embalsada en el SEN no logró superar los niveles del año anterior, terminando levemente inferior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 65% del promedio mensual entre los años 1994 y 2020 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2021/2022 (noviembre de 2021), el nivel de excedencia observado es igual a 95%, es decir, se ubica en el 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

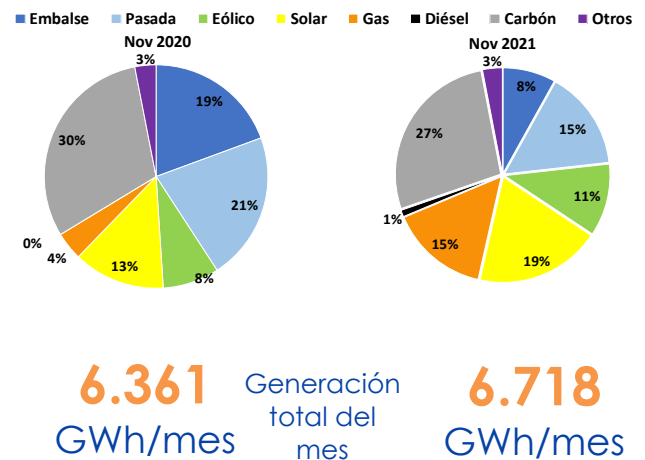
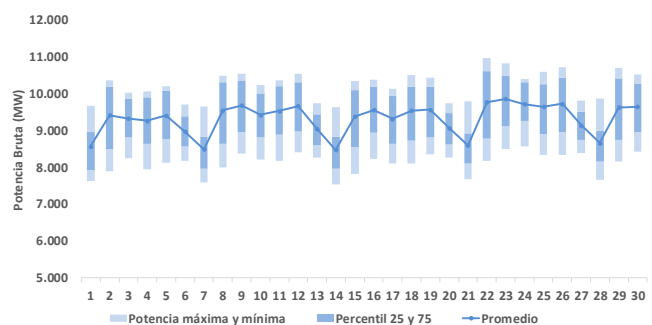


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Potencia máxima mes **10.974 MW**

Potencia mínima mes **7.546 MW**

Figura 2: Generación bruta del SEN noviembre 2021 (Fuente: CEN)

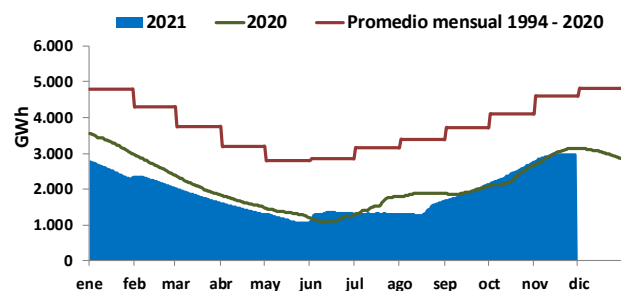


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En noviembre de 2021 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 67,8 US\$/MWh, lo cual registró un alza de 39,2% con respecto a octubre del mismo año (48,7 US\$/MWh), y un aumento de 94,1% respecto a noviembre de 2020 (34,9 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel, y en demanda baja principalmente por el gas y el carbón (ver Figura 4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en noviembre de 2021, fue de 71,9 US\$/MWh, lo cual reflejó un alza de un 43,4% con respecto a octubre del mismo año (50,1 US\$/MWh), y un aumento de 119,1% respecto a noviembre de 2020 (32,8 US\$/MWh). Estos costos estuvieron determinados por el valor del carbón y agua en demanda baja y por el valor del gas 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 1.066 horas.

Los tramos con más horas de desacoples fueron: Aurora 220 -P. Montt 220 (423 horas), Salar 220 – Calama 220 (218 horas), Cautín 220 – Tap Ríotolten 220 (123 horas) y Quillota 110 – San Pedro 110 (110 horas) con un desacople promedio de 165,3 US\$/MWh, 33,9 US\$/MWh, 157,1 US\$/MWh y 122,3 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1).

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

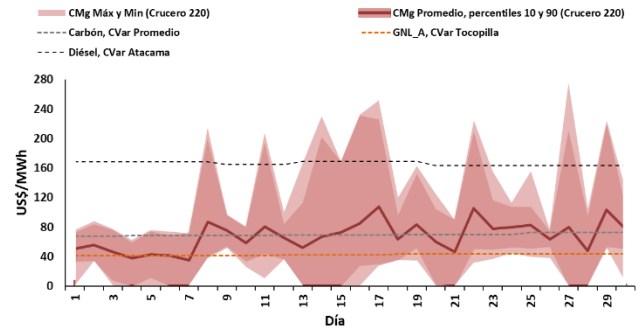


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de noviembre para Crucero 220 (Fuente: CEN)

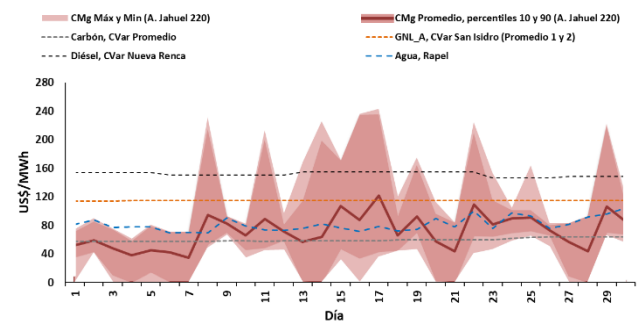


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de noviembre para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

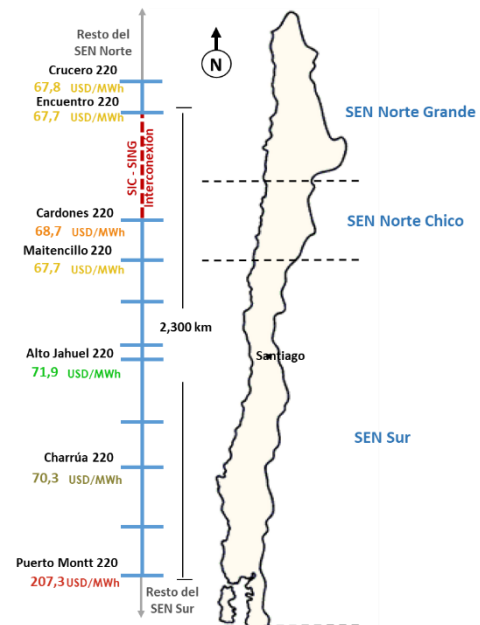


Figura 6: Costo marginal promedio de noviembre en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
AURORA 220 - P.MONTT 220	423	165,3
SALAR 220 - CALAMA 220	218	33,9
DALMAGRO 220 - CACHUYAL 220	92	43,1
CAUTIN 220 - TAP RIOTOLTEN 220	161	157,1
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	110	122,3

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
POLPAICO 500 - N.PAZUCAR 500	19	64,3
LO AGUIRRE 500 - POLPAICO 500	14	53,6
C.NAVIA 220 - C.NAVIA 110	11	131,7
CUMBRES 500 - L.CHANGOS 500	1	77,8
LINARES 066 - CHACAHUIN 066	13	14,9

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

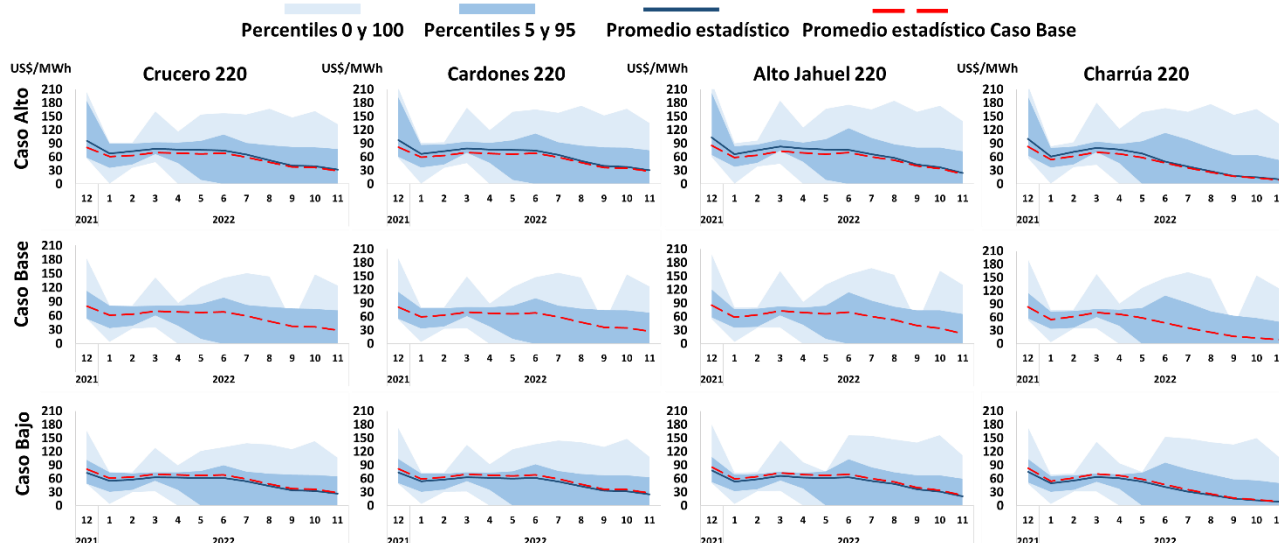


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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 2021 y la contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 6,24% 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; un **Caso Bajo** que considera una baja en 10% del costo de combustible; y un **Caso Alto** en el cual se considera que solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de Gas y un aumento en 10% del costo de combustible, presentado en la Tabla 2.

Tabla 2: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos			Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto
Crecimiento demanda	2021 (Proyectada)		6,2%	6,2%	6,2%
Precios combustibles (1)	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	160,7	178,6	196,5
		Angamos	128,1	142,3	156,6
		Guacolda (promedio)	142,1	157,9	173,7
		Andina	127,9	142,1	156,3
		Hornitos	128,2	142,4	156,6
		Norgener	146,6	162,8	179,1
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	N. Ventanas	141,6	157,4	173,1
		Quintero	102,1	113,4	124,8
	GNL US\$/MMBtu	Mejillones	101,1	112,4	123,6
		San Isidro 1	12,0	13,3	14,6
		Nehuenco 1	11,0	12,2	13,4
		Mejillones CTM3	9,6	10,7	11,8
		U16	9,6	10,7	11,8
	GN US\$/MMBtu	Kelar	7,4	8,2	9,0
		San Isidro 2 (2)	-	-	-
		U16 (3)	-	-	-
		Nehuenco 2 (2)	-	-	-
		Nueva Renca (2)	-	-	-

(1) Hasta Diciembre 2021

(2) A partir de Enero 2022 (4.5 US\$/MMBtu Nov-Mar, 5.3 US\$/MMBtu Abr-Oct)

(3) A partir de Enero 2022 (4.5 US\$/MMBtu Nov-Mar, GNL Abr-Oct)

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 4.345,8 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.914,8 MW son solares, 1.305,3 MW eólicos, 166 MW de biomasa y 200 MW térmicos. Además, se considera el retiro de U14 y U15 para junio de 2022, y el retiro de Ventanas 2 y Bocamina 2 en mayo de 2022, equivalente a un total de 790,8 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 de inyecciones y retiros por empresa, en que se considera para cada una la operación consolidada del SEN.

En noviembre, Enel disminuyó su generación en base a carbón, diésel, gas, eólica y geotérmica, y aumentó su generación hidráulica y solar con respecto a octubre del mismo año. Por su parte, Colbún disminuyó su generación en base a carbón y GNL, y aumentó su producción hidráulica y en base a gas. Por otro lado, AES Andes aumentó su generación de carbón. Engie disminuyó su generación en base a carbón. Por último, Tamakaya disminuyó su producción térmica de gas.

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

Enel Chile

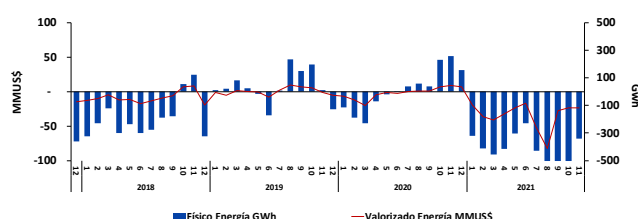
Generación por Fuente (GWh)			
	Nov 2020	Oct 2021	Nov 2021
Diésel	0	13	10
Carbón	207	217	213
Gas Natural	83	10	9
GNL	79	328	117
Hidro	1,197	741	768
Solar	113	106	118
Eólico	157	167	149
Geotérmica	21	27	24
Total	1,857	1,608	1,408

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Oct 2021	Nov 2021
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)		114.9	114.9
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)		38.8	43.7
Taltal Diesel (Prom I y II)		211.2	230.9
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)		152.2	166.3

Valor del Agua promedio (US\$/MWh)			
	Central	Oct 2021	Nov 2021
Embalse Ralco		66.8	83.7

Transferencias de Energía noviembre 2021			
Total Generación (GWh)			1,408
Total Retiros (GWh)			1,749
Transf. Físicas (GWh)			-341
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-24



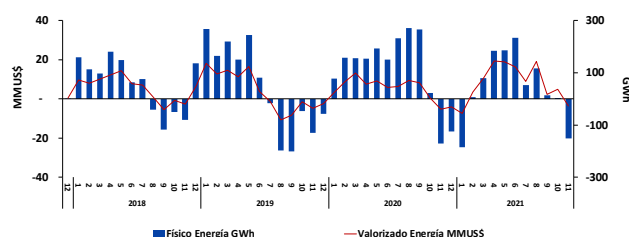
Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Nov 2020	Oct 2021	Nov 2021
Diésel	2	3	6
Carbón	0	167	0
Gas Natural	0	228	241
GNL	2	86	11
Hidro	677	290	296
Solar	2	2	2
Eólico	0	0	0
Total	683	776	556

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Oct 2021	Nov 2021
Santa María		34.5	34.5
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)		105.4	105.4
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)		34.5	34.5
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)		126.7	136.4

Valor del Agua promedio (US\$/MWh)			
	Central	Oct 2021	Nov 2021
Embalse Colbún		62.3	73.4

Transferencias de Energía noviembre 2021			
Total Generación (GWh)			556
Total Retiros (GWh)			707
Transf. Físicas (GWh)			-151
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-4



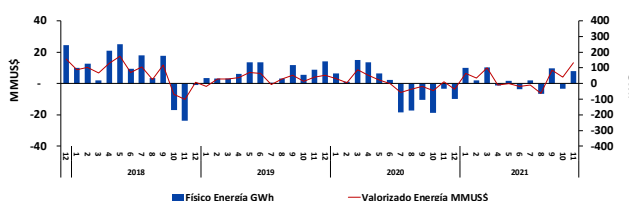
AES Andes

Generación por Fuente (GWh)			
	Nov 2020	Oct 2021	Nov 2021
Diésel	0	0	0
Carbón	1,078	810	934
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	116	62	91
Solar	26	26	29
Eólico	21	31	41
Total	1,241	929	1,095

*Incluye Cochrane, Campiche, Los Cururos y Angamos, entre otras.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Oct 2021	Nov 2021
Ventanas II		51.9	56.8
N. Ventanas y Campiche		59.5	64.0
Angamos (prom. 1 y 2)		48.8	56.2
Norgener (prom. 1 y 2)		64.3	67.4

Transferencias de Energía noviembre 2021			
Total Generación (GWh)			1,097
Total Retiros (GWh)			1,019
Transf. Físicas (GWh)			78
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			13



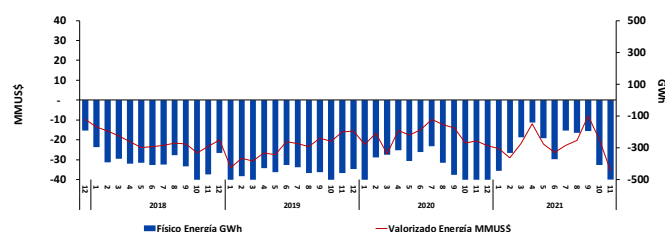
Análisis por empresa

Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Nov 2020	Oct 2021	Nov 2021
Diésel	0.0	0.0	0.2
Carbón	292	443	336
Gas Natural	4	42	61
GNL	33	79	50
Hidro	8	10	5
Solar	9	18	31
Eólico	8	35	33
Total	354	627	516

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Oct 2021	Nov 2021
Andina Carbón		56.2	60.9
Mejillones Carbón		66.8	79.5
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)		41.2	42.5
Transferencias de Energía noviembre 2021			
Total Generación (GWh)			516
Total Retiros (GWh)			1,016
Transf. Físicas (GWh)			-500
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-36

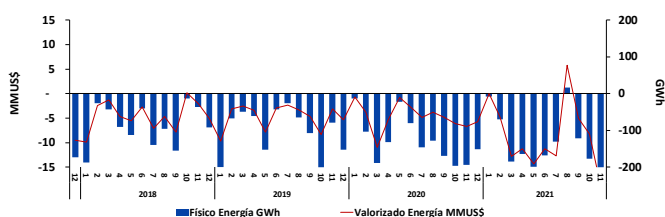
*Considera Andina, Homitos, Los Loros y Monte Redondo



Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Nov 2020	Oct 2021	Nov 2021
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	118	269	17
GNL	59	134	9
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	177	403	26

Costos Variables prom. (US\$/MWh)			
	Central	Oct 2021	Nov 2021
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)		79.9	80.1
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)		104.8	125.1
Transferencias de Energía noviembre 2021			
Total Generación (GWh)			9
Total Retiros (GWh)			292
Transf. Físicas (GWh)			-284
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-19



Para mayor detalle sobre empresas del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), 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 2021, es de 97 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 de oferta. 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 2015/01.

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 2021 por generador, en barra de oferta (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2021 GWh
ENDESA	95,8	15.655
E-CL	108,8	7.570
AES GENER	103,8	5.229
COLBÚN	101,2	4.850
El Campesino	109,6	4.000
Abengoa	130,3	950
IBERÉOLICA CABO LEONES II S.A.	53,7	858
Aela Generación S.A.	86,9	768
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	44,1	638
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	44,8	638
ACCIONA	107,7	600
PANGUIPULLI	131,4	565
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	49,0	528
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	47,6	462
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	45,1	440
San Juan SpA.	116,3	420
WPD MALLECO (Malleco)	56,8	397
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	48,3	374
Pelumpén S.A.	92,8	324
M. REDONDO	119,0	303
MARIA ELENA SOLAR	33,1	280
D. ALMAGRO	125,5	220
Iberólica Cabo Leones I S.A.	101,7	195
WPD MALLECO (Malleco II)	56,4	192
Chungungo S.A.	101,0	190
OPDENERGY	43,3	176
Otros	95,1	1.208
Precio Medio de Licitación	97,0	48.028

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 11/2021, ponderado por energía contratada del año 2021

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a noviembre de 2021 por distribuidora, en barra de oferta (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2021 GWh
Enel Distribución	83,6	16.316
CGE Distribución	112,4	13.024
Chilquinta	101,4	3.481
SAESA	95,7	4.312
Precio Medio Muestra	96,8	37.134

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 11/2021, ponderado por energía contratada del año 2021

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), cuya última publicación considera datos actualizados a octubre de 2021, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.440 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 584 GWh en total*. A su vez, la generación ERNC durante octubre fue igual a 2.335 GWh.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 51% (1.192 GWh) seguido por el aporte eólico con un 34% (798 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 9%, 4% y 1% respectivamente (219, 104 y 22 GWh respectivamente, ver Figura 8).

Durante octubre se registró 118,7 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento de 52% con respecto a septiembre 2021 (78,3 GWh) y un aumento de 415% con respecto a octubre del 2020 (23,1 GWh, ver Figura 9).

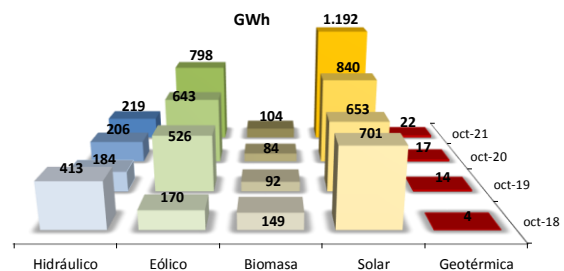


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

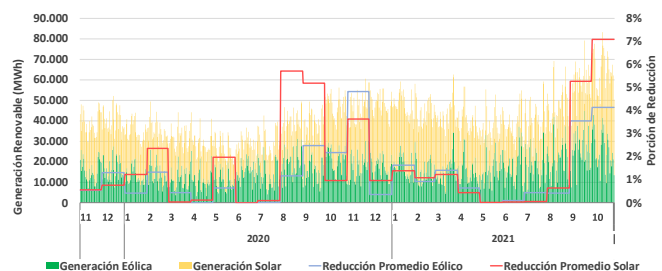


Figura 9: Vertimiento renovable durante el mes de octubre (Fuente: CEN)

*Los valores de energía afectos a obligación y la obligación corresponden a los del mes de septiembre.

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-521 CNE (30-11-2021) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 5.645 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 64.0% corresponde a tecnología solar (3.615 MW), un 12,3% a tecnología eólica (696 MW), un 19,0% de tecnología hidráulica (1.086 MW), un 1,7% de tecnología térmica (94 MW), y un 2,9% a biomasa (166 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 5 muestra las principales centrales (potencia mayor a 10 MW) del plan de obras de generación de la CNE para los próximos 12 meses.

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]
Valle del Sol	dic-21	Solar	150
Las Lajas	dic-21	Hidráulica	267
Central de Respaldo Maitencillo	dic-21	Térmica	67
PE Llanos del Viento	dic-21	Eólica	156
Alfalfal II	dic-21	Hidráulica	264
Proyecto FV Coya	dic-21	Solar	180
Andes IIB	ene-22	Solar	113
Finis Terrae, Extensión Etapa 2	ene-22	Solar	18
MAPA	feb-22	Biomasa	166
Parque Eólico Ckani	feb-22	Eólica	107
PE Puelche Sur	feb-22	Eólica	152
Sol de Varas	mar-22	Solar	101
Campos del Sol II	mar-22	Solar	370
Campo Lindo	abr-22	Eólica	72
PSF Sol de Atacama	abr-22	Solar	81
Parque FV Willka	jul-22	Solar	98
Parque Eólico Caman - Etapa 1	jul-22	Eólica	146
Meseta de Los Andes	sept-22	Solar	153

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), 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 2021, totalizan 12.996 MW con una inversión de MMUS\$ 12.715 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 65.849 MW con una inversión de MMUS\$ 123.377 (ver Tabla 6).

Durante el mes de noviembre 17 proyectos obtuvieron RCA favorable, de los cuales 16 son solares y 1 eólico, sumando una potencia nominal de 213 MW. Se destaca el proyecto eólico Parque Eólico Cabrero con una potencia nominal de 95 MW. Por otro lado, entraron en calificación 12 nuevos proyectos aportando con una capacidad de 436 MW, de los cuales se destacan el proyecto Parque Fotovoltaico Andino Occidente I (180 MW) y el Parque Fotovoltaico Observatorio del Verano (100 MW). Finalmente, se desistieron 4 proyectos solares de 9 MW cada uno y se rechazaron 2 proyectos solares de 9 MW y 7,5 MW.

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	3.861	4.206	12.595	23.511
Hidráulica	180	470	3.926	6.654
Solar	6.503	5.717	31.306	57.186
Gas Natural	10	56	6.397	6.258
Geotérmica	0	0	170	710
Diésel	70	30	2.887	6.535
Biomasa/Biogás	0	12	463	920
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.075	8.000
Mixto (solar + eólica)	2.322	2.064	0	0
Almacenamiento	50	160	0	0
TOTAL	12.996	12.715	65.849	123.377

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

Seguimiento regulatorio

Comisión Nacional de Energía

- Se publica Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2021 – 2041 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial la resolución 551 sobre Cargos de Transmisión ([ver más](#)).
- Se publica Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional ([Ver más](#)).
- Se publica Informe Preliminar de Precios de nudo de Corto Plazo para consulta pública ([ver más](#)).

Cámara de Diputados

- Ingresará Proyecto de Ley que Impulsa la Producción y Uso de Hidrógeno Verde en el País ([ver más](#)).
- Ingresará Proyecto de Ley que Impulsa la Participación de las Energías Renovables en la Matriz Energética Nacional ([ver más](#)).
- Ingresará Proyecto de Ley que Promueve el Almacenamiento de Energía Eléctrica y la Electromovilidad ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional

- Se publica acta final del proceso de licitación de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre Contemplada en el Decreto Exento N°231 del Plan de Expansión del año 2018 ([ver más](#)).
- Se publica Informe Preliminar de Estimación de Peajes de Transmisión 2022 ([ver más](#)).

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

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

www.systep.cl

Diciembre 2021



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales:  

reporte@systep.cl

www.systep.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados

plecaros@systep.cl | Eléctricos y Regulación

Jorge Hurtado R. | Ingeniero de Estudios

jhurtado@systep.cl

©Systep 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 Systep 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 Systep, 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 Systep, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. Systep 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 Systep. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a Systep.