

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Agosto 2021

Contenido

Editorial	2
Análisis de operación	4
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

Estrechez en el Sistema Eléctrico Nacional

El miércoles 18 de agosto se publicó en el Diario Oficial el Decreto N°51¹, que establece medidas preventivas para enfrentar la estrechez de generación que vive el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El Decreto que comenzó a regir en la fecha de publicación y que durará hasta el 31 de marzo del 2022, señala que: “en caso de producirse o proyectarse fundadamente un déficit de generación en un sistema eléctrico, a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o de situaciones de sequía, decreto que, entre otras materias, deberá disponer las medidas que, dentro de sus facultades, la autoridad estime conducentes y necesarias para evitar, manejar, disminuir o superar el déficit, en el más breve plazo prudencial”. Las principales medidas son:

- i) Plan de aceleración de la conexión de proyectos de generación (centrales y PMGD).
- ii) Mayor cuidado en la gestión de los recursos hidroeléctricos.
- iii) Optimización del plan de mantenimiento de las unidades generadoras.
- iv) Monitoreo de indisponibilidad de combustibles y maximizar la utilización del GNL.
- v) Tratamiento especial para algunas líneas del sistema de transmisión.
- vi) Autorización a las distribuidoras a bajar el voltaje.
- vii) Implementación de un procedimiento para la administración de déficit y pagos de compensaciones, habilitando programas de corte de suministro.

La situación de estrechez del sistema, que se ha visto agudizada en agosto se explica principalmente por los siguientes acontecimientos, que combinados, han afectado en la seguridad del sistema:

1. Indisponibilidad de centrales:

Diversas unidades se han visto indisponibles producto de fallas o mantenimiento programados. Desde el 1 al 22 de agosto, se destaca el mantenimiento programado de las unidades Angamos ANG1, Guacolda 2 y Mejillones CTM2 por 15 días cada una. Por otro lado, la indisponibilidad por falla de las centrales: Bocamina 2, Cochrane - CCH1, Ventanas 2, Norgener – NTO1, Andina CTA, entre otras durante 15, 12, 9, 6 y 3 días, respectivamente. En suma, durante el periodo analizado se encontraron indisponibles 1.481 MW en promedio, de los cuales 1.006 MW fueron de centrales a carbón. Cabe destacar que entre los días 9 y 17 de agosto el escenario fue más crítico, por cuanto la indisponibilidad promedio del parque de carbón fue de 1.375 MW (ver Figura 1).

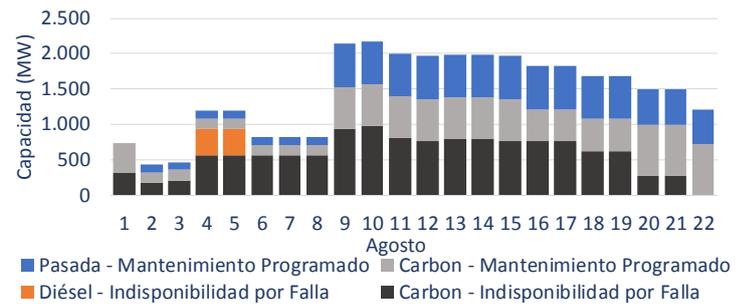


Figura 1: Indisponibilidad de centrales (Fuente: CEN, Informes de Novedades del Centro de Despacho de Carga)

2. Crisis hídrica:

La capacidad instalada hidráulica representa el 26% de SEN. Sin embargo, su contribución bruta acumulada al 22 de agosto fue de un 18,9% (9.896 GWh) de la generación total (52.249 GWh) y un 11% inferior en comparación al mismo período en 2020 (11.163 GWh).

3. Baja disponibilidad de gas:

Con respecto al gas natural licuado (GNL) y gas natural (GN), la capacidad instalada de este tipo de tecnología representa un 15% de SEN. Sin embargo, su contribución bruta acumulada al 22 de agosto representa el 19% (9.915 GWh) de la generación total (52.249 GWh) y ha sido un 10% inferior en comparación al igual período del 2020 (11.006 GWh).

A lo anterior, se suma el aumento de la demanda, que, tras el paulatino desconfinamiento de la población, coincidió con la estrechez del sistema, puesto que se retiraron 6.507 GWh de energía durante julio, lo que refleja un aumento de 5,1% comparado con junio de 2021 (6.194 GWh) y un aumento de 8,9% si se compara con el mes de julio de 2020 (5.978 GWh). Estos acontecimientos, han repercutido en el costo marginal (CMg), el cual representa el precio de transacción de la energía en el mercado mayorista de generación (spot). Desde el 1 a 22 de agosto del 2021, el costo marginal promedio en Alto Jahuel 220 kV fue de 142,4 US\$/MWh, lo que muestra un aumento del 362% con respecto a la misma fecha del 2020 (30,8 US\$/MWh). En particular, el día 12 de agosto en horas de la noche (21:00), el CMg alcanzó los 309,4 US\$/MWh, valor que no se veía desde el año 2008. Si bien el CMg no incide de manera inmediata en los precios que perciben los usuarios finales, si un alza sostenida de largo plazo podría llevar a elevar los precios en las licitaciones de suministro futuras. Es importante destacar que un CMg alto muestra una señal de falta de oferta de generación de bajo costo, requiriéndose de generación con tecnologías más costosas como el diésel para abastecer la demanda, el cual al 22 de agosto ha registrado una contribución bruta acumulada de 1.489 GWh, lo que refleja un

¹ [DS N°51](#)

umento del 199% si se compara con igual período de 2020 (498 GWh). Como resultado de la operación, el sistema de transmisión desde el 1 al 22 de agosto se ha visto congestionado entre el subsistema norte y sur, generando un superávit de oferta de generación de menor costo en el norte (generación solar), y un déficit en la zona central del país (barras Polpaico 500, Quillota 220 y Cachiyuyal 220).

La Figura 1 muestra la curva de oferta de generación para el día más crítico de agosto a las 18:00, y se compara con el mismo día y hora para el año 2020. Se aprecia una menor disponibilidad de generación hidráulica, carbón y gas junto con una menor disponibilidad de generación renovable y GNL Inflexible.

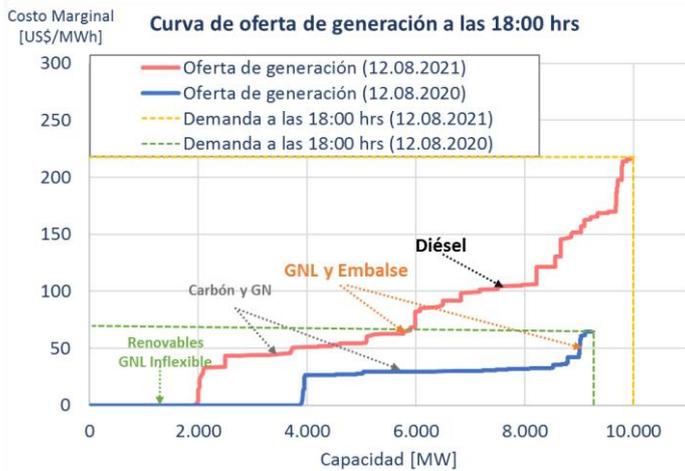


Figura 2 Oferta de generación (Fuente: CEN, Programas de Operación²)

A pesar de lo anterior, el escenario que vive el sector no es comparable a la crisis energética de 1998. Durante ese año, la estrechez se produjo por falta de suficiencia, entendiéndose como la capacidad del sistema para cumplir con la demanda a toda hora. En esta línea, en 1998 fue necesario disminuir la demanda mediante cortes programados, debido a que no existía capacidad disponible para abastecer la falta de generación hidráulica (rol que cumple hoy en día la capacidad instalada con diésel). Hoy en día, la estrechez de generación se encuentra asociada a la seguridad, entendida como la capacidad del sistema para seguir operando ante fallas y/o perturbaciones. De esta manera, la situación actual podría ir mejorando si se toman medidas en miras de aumentar la disponibilidad de centrales. Por ejemplo, la reincorporación de la central termoeléctrica Ventanas 1 propuesto por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) que se encontraba en estado de reserva estratégica, es una medida en esa línea, por cuanto contribuirá en la generación base. Consecuentemente, se hace necesario que el retiro de las centrales a carbón sea de forma gradual,

siempre considerando los respaldos necesarios para asegurar la confiabilidad del sistema (seguridad y suficiencia). De lo contrario, el sistema podría estar en estrés en escenarios de estrechez hídrica como el actual, especialmente si se retiran de servicio 4.621 MW de capacidad instalada de carbón al 2025, como señala un Proyecto de Ley en discusión en el Congreso³.

Por otro lado, durante los próximos 12 meses se espera la incorporación de 5.368 MW de capacidad en el SEN (3.148 MW solar, 1.176 MW eólico, 584 Hidráulico y 460 térmico)⁴. Cabe destacar que el aporte de las tecnologías ERNC no permitiría mitigar en su totalidad el problema de estrechez de generación, por cuanto la generación solar disminuye o es nula en el horario de mayores escases de oferta de generación del SEN (18:00 – 22:00) y la generación eólica no siempre se encuentra presente en los horarios de punta del sistema. En este contexto, se ve necesario seguir avanzando en la estrategia de flexibilidad considerando el escenario actual que vive el sistema y que propicie el desarrollo de nueva capacidad (convencional y de almacenamiento) que pueda proveer generación de manera flexible.

Por su parte, el GN y GNL asoma como una opción para subsanar la estrechez de generación que vive hoy el sistema, gracias a su rápida respuesta a los aumentos de demanda y sus bajas emisiones en comparación con otras tecnologías. Por ello, es importante que la autoridad entregue señales claras en torno a la legislación actual del GNL Inflexible, respetando a los diversos actores del sector.

La estrechez de generación del SEN pasará en la medida que las centrales indisponibles vuelvan a operar y se integre la infraestructura actualmente en construcción. En este sentido, el Decreto N°51 contribuirá positivamente en mejorar la situación de vive el sistema eléctrico. En cuanto al futuro, se espera que en escenarios de baja disponibilidad hidráulica y con un plan de descarbonización acelerada, la capacidad que se incorporará al SEN no logrará apaciguar los márgenes de estrechez de generación en los horarios de menor oferta (19:00-22:00), dejando el sistema vulnerable a fallas intempestivas. Por lo anterior, es fundamental que el CEN continúe impulsando las medidas de operación segura y se siga trabajando en incrementar las herramientas para afrontar la variabilidad de la generación renovable.

² [Programas de Operación](#)

³ [Prohíbe la instalación y funcionamiento de centrales a carbón](#)

⁴ [Plan de Obras](#)

Análisis de operación

Generación

En el mes de julio, la generación total del SEN fue de 7.139 GWh/mes, un 5,3% mayor a junio de 2021 (6.782 GWh/mes) y un 10,2% mayor a julio de 2020 (6.477 GWh/mes) (Ver Figura 3).

La participación de la generación hidráulica disminuyó un 39,5% en relación con julio 2020. En contraste, la participación de la generación mediante energía diésel, carbón, eólica, solar y gas aumentó en un 619%, 29,4%, 31,7%, 39,6% y 4,9%, respectivamente en relación con julio 2020 (Ver figura 3).

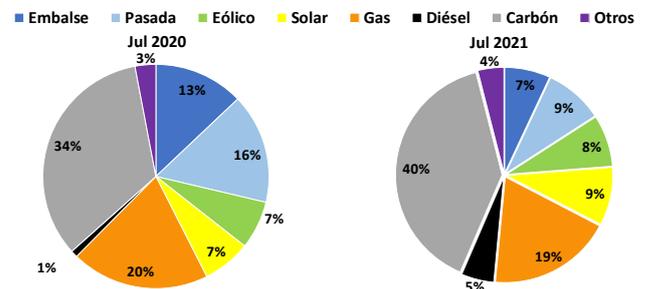
Durante julio estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas de embalse: Cipreses y Ralco (19 y 5 días respectivamente); las centrales de carbón: Angamos-ANG2, Guacolda 2 y Ventanas 2 (18, 11 y 13 días respectivamente) y, por último, la unidad hidráulica de pasada Antuco (10 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de julio, la potencia máxima generada fue de 11.242 MW el día 12, y la mínima fue de 7.671 MW el día 18. La Figura 4 muestra el ciclo de la generación durante el mes de julio, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

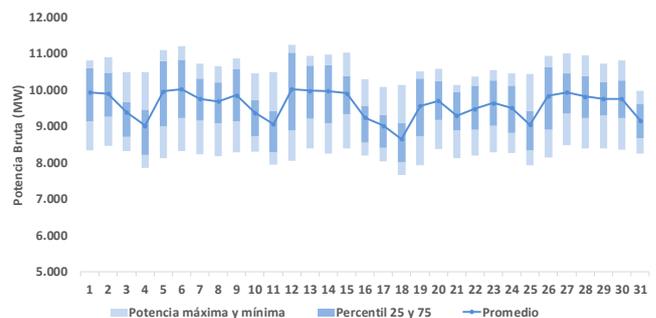
A diferencia de lo ocurrido en el mes anterior, la energía embalsada en el SEN en julio fue inferior los niveles de julio del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 50% del promedio mensual entre los años 1994 y 2020 (ver Figura 5). En lo que va del año hidrológico 2021/2022 (julio de 2021), el nivel de excedencia observado es igual a 95,0%, es decir, se ubica en el 5,0% 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



6.477 GWh/mes Generación total del mes
7.139 GWh/mes

Figura 3: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Potencia máxima mes **11.242** MW
 Potencia mínima mes **7.671** MW

Figura 4: Generación bruta del SEN julio 2021 (Fuente: CEN)

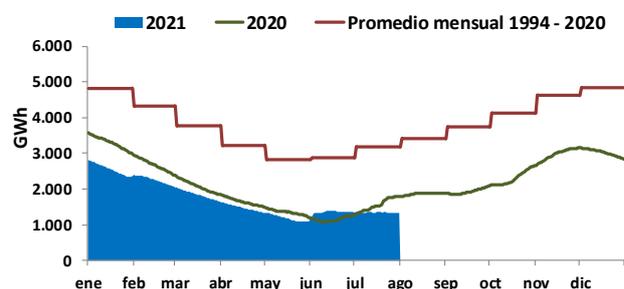


Figura 5: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En julio de 2021 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 105,3 US\$/MWh, lo cual registró un alza de 56,7% con respecto a junio del mismo año (67,2 US\$/MWh), y un aumento de 232,8% respecto a julio de 2020 (31,7 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 6).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 en julio de 2021 fue de 131,8 US\$/MWh, lo cual reflejó un alza del 92,7% con respecto a junio del mismo año (68,4 US\$/MWh), y un aumento de 318,7% respecto a julio de 2020 (31,5 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 7).

Durante julio 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 8). El total de desacoples del SEN fue de 574 horas.

Los tramos con mayores desacoples fueron: Quillota 110 – S. Pedro 110 (22 eventos), Itahue 220 – Itahue 154 (16 eventos), Salar 220 – Calama 220 (4 eventos) y Lo Aguirre 500 – Polpaico 500 (2 eventos), con un desacople promedio de 41,7 US\$/MWh, 71,0 US\$/MWh, 54,4 US\$/MWh y 92,1 US\$/MWh respectivamente (ver Tabla 1).

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

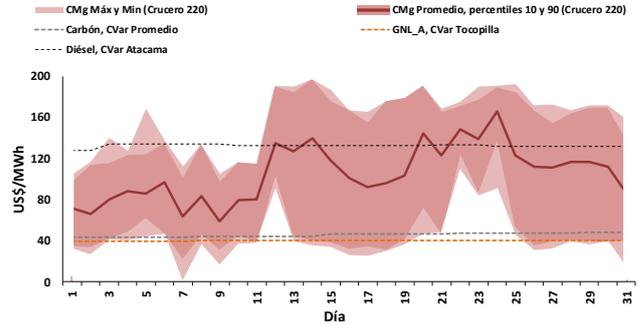


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de julio para Crucero 220 (Fuente: CEN)

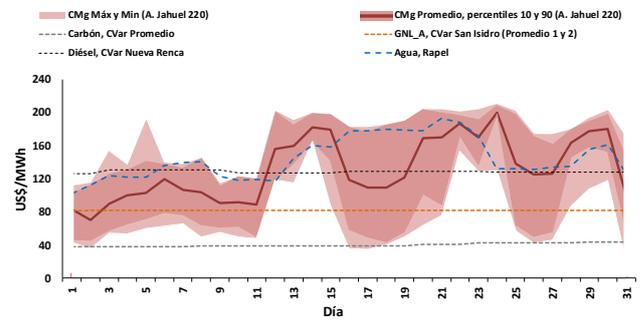


Figura 7: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de julio para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

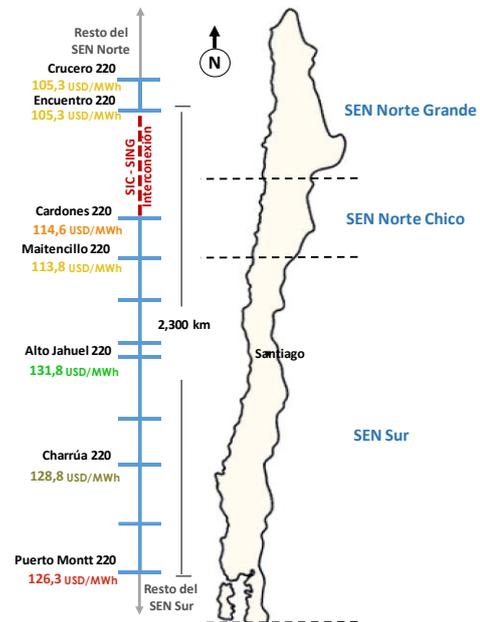


Figura 8: Costo marginal promedio de julio en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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
ITAHUE 220 - ITAHUE 154	275	71,0	DALMAGRO 220 - DALMAGRO 110	19	198,0
SALAR 220 - CALAMA 220	72	54,4	OHIGGINS 220 - PURI 220	12	98,0
LO AGUIRRE 500 - POLPAICO 500	44	92,1	CJNAVIA 220 - CJNAVIA 110	11	19,3
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	62	41,7	PEÑALCANCA 110 - QUILFUE 110	8	8,5
POLPAICO 500 - N.P.AZUCAR 500	29	39,6	ANTILLANCA 220 - ANTILLANCA 110	6	62,4

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

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

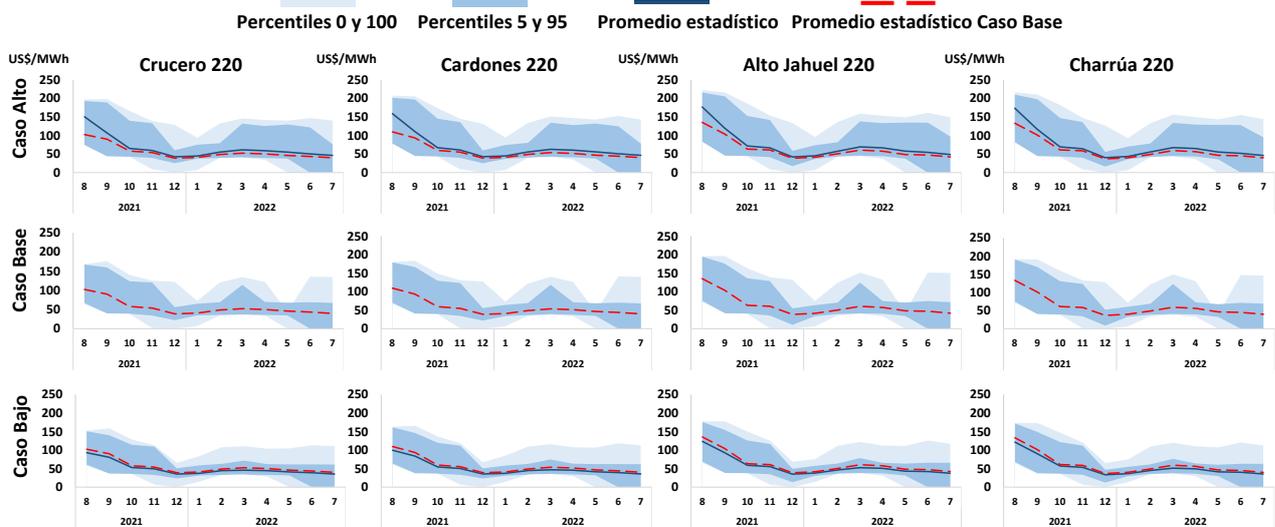


Figura 9: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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 abril 2021 y la contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 5,76% 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)	5.8%	5.8%	5.8%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	104.1	115.7	127.3
		Angamos	92.6	102.9	113.2
		Guacolda (promedio)	88.0	97.8	107.5
		Andina	83.5	92.7	102.0
		Hornitos	81.5	90.6	99.6
		Norgener	83.6	92.9	102.2
	N. Ventanas	84.4	93.8	103.2	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	Quintero	83.4	92.7	101.9
		Mejillones	82.7	91.9	101.1
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro 1	8.4	9.4	10.3
		Nehuenco 1	7.9	8.7	-
		Mejillones CTM3	7.8	8.7	-
		U16	7.8	8.7	9.6
Kelar		6.8	7.5	-	
GN US\$/MMBtu		San Isidro 2	-	-	-
U16	-	-	-		
Nehuenco 2	-	-	-		
Nueva Renca	-	-	-		

(1) Hasta Diciembre 2020
 (2) A partir de Enero 2021 (4.5 US\$/MMBtu Nov-Mar, 5.3 US\$/MMBtu Abr-Oct)
 (3) A partir de Enero 2021 (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 5.582 MW de nueva capacidad, de los cuales 2.666 MW son solares, 1.804 MW son eólicos, 28 MW son geotérmicos, 543 MW hidráulicos y 541 MW térmicos. Además, se considera el retiro de Ventanas II para julio 2021 junto a U14 y U15, equivalente a un total de 459,2 MW.

En los gráficos de la **Figura 9**, 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 julio, Enel Generación disminuyó su hidroeléctrica, eólica y solar, y aumentó su generación en carbón y GNL con respecto a junio del mismo año. Por su parte, Colbún disminuyó su generación GNL e hidroeléctrica, y aumentó su producción en base a diésel y carbón. Por otro lado, AES Andes aumentó su generación de carbón. Engie aumentó su generación en base a diésel, gas natural y carbón. Por último, Tamakaya aumentó su producción térmica de gas.

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

Enel Chile

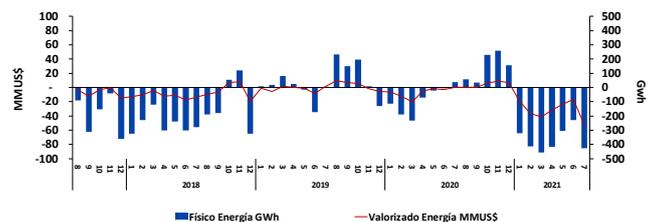
Generación por Fuente (GWh)			
	Jul 2020	Jun 2021	Jul 2021
Diésel	0	7	48
Carbón	212	239	244
Gas Natural	27	18	54
GNL	357	434	551
Hidro	928	792	487
Solar	72	83	74
Eólico	132	145	140
Getérmica	12	29	33
Total	1.740	1.746	1.631

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
Central	Jun 2021	Jul 2021	
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	78,5	81,5	
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	34,8	34,8	
Taltal Diesel (Prom I y II)	190,9	197,2	
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	127,9	132,4	

Valor del Agua promedio (US\$/MWh)			
Central	Jun 2021	Jul 2021	
Embalse Ralco	48,1	121,6	

Transferencias de Energía julio 2021	
Total Generación (GWh)	1.631
Total Retiros (GWh)	2.059
Transf. Físicas (GWh)	-428
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-53



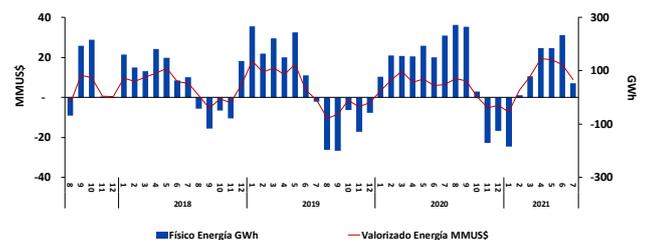
Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Jul 2020	Jun 2021	Jul 2021
Diésel	1	10	58
Carbón	171	256	269
Gas Natural	0	0	0
GNL	453	329	319
Hidro	528	501	308
Solar	1	1	1
Eólico	0	0	0
Total	1.153	1.095	955

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
Central	Jun 2021	Jul 2021	
Santa María	34,3	33,5	
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	57,0	57,0	
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	42,9	42,9	
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	111,1	114,8	

Valor del Agua promedio (US\$/MWh)			
Central	Jun 2021	Jul 2021	
Embalse Colbún	58,0	125,2	

Transferencias de Energía julio 2021	
Total Generación (GWh)	955
Total Retiros (GWh)	903
Transf. Físicas (GWh)	52
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	9



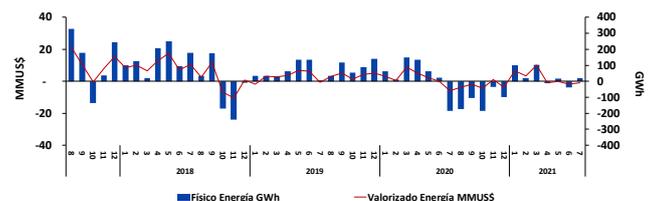
AES Andes

Generación por Fuente (GWh)			
	Jul 2020	Jun 2021	Jul 2021
Diésel	0	0	0
Carbón	994	1.108	1.199
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	48	52	53
Solar	12	13	14
Eólico	19	15	14
Total	1.073	1.188	1.280

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

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
Central	Jun 2021	Jul 2021	
Ventanas II	38,6	41,9	
N. Ventanas y Campiche	40,7	41,3	
Angamos (prom. 1 y 2)	37,0	42,0	
Norgener (prom. 1 y 2)	39,0	40,7	

Transferencias de Energía julio 2021	
Total Generación (GWh)	1.283
Total Retiros (GWh)	1.262
Transf. Físicas (GWh)	21
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-1



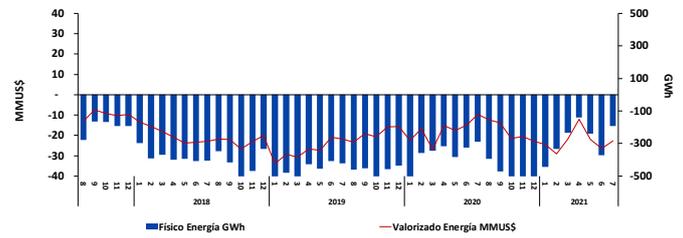
Análisis por empresa

Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2020	Jun 2021	Jul 2021
Diésel	0,0	0,8	43,1
Carbón	398	529	678
Gas Natural	151	46	101
GNL	113	55	29
Hidro	22	14	10
Solar	11	8	10
Eólico	7	9	9
Total	702	663	879

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Jun 2021	Jul 2021
Central		
Andina Carbón	40,7	43,2
Mejillones Carbón	48,0	54,2
Tocopilla GNL_A (UJ6-TG1+TV1)	40,1	40,3
Transferencias de Energía julio 2021		
Total Generación (GWh)	879	
Total Retiros (GWh)	1.072	
Transf. Físicas (GWh)	-193	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-23	

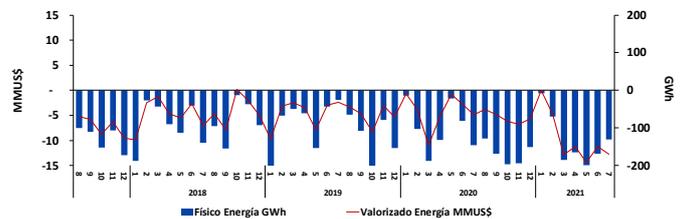
*Considera Andina, Hornitos, Los Loros y Monte Redondo



Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2020	Jun 2021	Jul 2021
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	277	240	339
GNL	138	120	169
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	415	360	508

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)	
	Jun 2021	Jul 2021
Central		
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	69,2	70,4
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	99,0	103,7
Transferencias de Energía julio 2021		
Total Generación (GWh)	169	
Total Retiros (GWh)	300	
Transf. Físicas (GWh)	-131	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-13	



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 julio de 2021, es de 91,2 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 Systemep](#), sección Precios de licitación SEN

Tabla 3: Precio medio de licitación indexado a julio de 2021 por generador, en barra de oferta (Fuente: CNE. Elaboración: Systemep)

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2021 GWh
ENDESA	89,9	15.655
E-CL	103,4	7.570
AES GENER	87,6	5.229
COLBÚN	95,8	4.850
El Campesino	106,4	4.000
Abengoa	126,9	950
IBERÉOLICA CABO LEONES II S.A.	52,3	858
Aela Generación S.A.	84,7	768
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	42,9	638
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	43,6	638
ACCIONA	104,9	600
PANGUIPULLI	128,0	565
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	47,7	528
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	46,4	462
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	43,9	440
San Juan SpA.	113,2	420
WPD MALLECO (Malleco)	55,3	397
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	47,1	374
Pelumpén S.A.	90,3	324
M. REDONDO	116,7	303
MARIA ELENA SOLAR	32,2	280
D. ALMAGRO	123,0	220
Iberrolica Cabo Leonos I S.A.	99,0	195
WPD MALLECO (Malleco II)	54,9	192
Chungungo S.A.	98,3	190
OPDENEGY	42,1	176
Otros	92,7	1.208
Precio Medio de Licitación	91,2	48.028

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2021 GWh
Enel Distribución	79,0	16.316
CGE Distribución	104,7	13.024
Chilquinta	96,3	3.481
SAESA	91,7	4.312
Precio Medio Muestra	91,1	37.134

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), cuya última publicación considera datos actualizados a junio de 2021, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.724 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 594 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante junio fue igual a 1.459 GWh, es decir, se superó en un 146% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 49% (712 GWh) seguido por el aporte eólico con un 22% (328 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 20%, 7% y 1% respectivamente (292, 106 y 21 GWh respectivamente, ver Figura 10).

Durante junio, se registró 0,83 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento de 583% con respecto a mayo 2021 (0,1 GWh). Con respecto a junio del 2020, el aumento fue de 0,83 GWh (ver Figura 11).

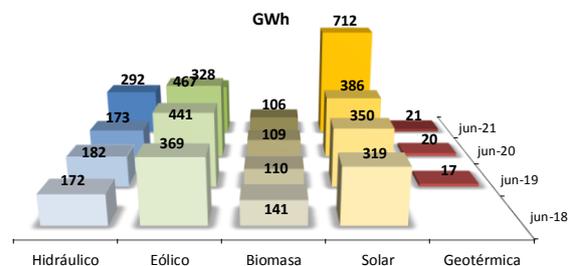


Figura 10: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

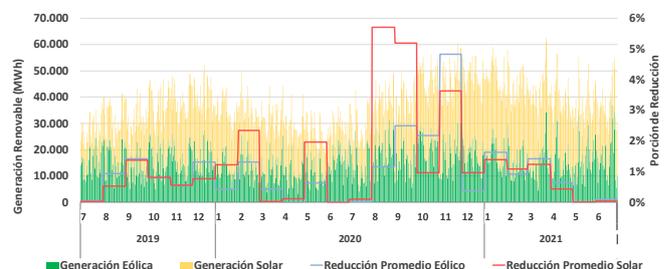


Figura 11: Vertimiento renovable durante el mes de junio (Fuente: CEN).

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-249 CNE (30-07-2021) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 6.063 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 55,1% corresponde a tecnología solar (3.338 MW), un 19,4% a tecnología eólica (1.176 MW), un 18,0% de tecnología hidráulica (1.089 MW), un 4,8% de tecnología térmica (294 MW), y un 2,7% a biomasa (166 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 5 resume el 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]
Parque Eólico Caman - Etapa I	jul-22	Eólica	146
Parque FV Willka	jul-22	Solar	98
Proyecto Solar Fotovoltaico Elena - Primera Etapa	jun-22	Solar	270
PSF Sol de Atacama	abr-22	Solar	81
Campos del Sol II	mar-22	Solar	370
Sol de Varas	mar-22	Solar	101
Campo Lindo	mar-22	Eólica	72
Proyecto FV Coya	dic-21	Solar	180
PE Puelche Sur	nov-21	Eólica	152
MAPA	oct-21	Biomasa	166
Llanos Blancos	oct-21	Térmica	150
Andes IIB	oct-21	Solar	113
Parque Eólico Ckari	oct-21	Eólica	107
Valle Escondido	oct-21	Solar	105
Allfital II	sep-21	Hidráulica	264
Diego de Almagro Sur	sep-21	Solar	208
Parque FV Pampa Tigre	sep-21	Solar	100
La Cruz Solar	sep-21	Solar	50
PE Llanos del Viento	ago-21	Eólica	156
Parque Eólico Calama	ago-21	Eólica	150
Valle del Sol	ago-21	Solar	150
Ampliación Finis Terrae Etapa I	ago-21	Solar	126
PV Tamayo Solar	ago-21	Solar	114
Los Olmos	ago-21	Eólica	100
Sol de Los Andes	ago-21	Solar	89
Las Lajas	jul-21	Hidráulica	267
Sol de Lila	jul-21	Solar	152
Cabo Leones III Fase 2	jul-21	Eólica	110
Parque Solar Capricornio	jul-21	Solar	88
Central de Respaldo Maitencillo	jul-21	Térmica	67
Extensión de Parque Eólico Cabo Leones I	jul-21	Eólica	60
Parque Eólico Mesamávida	jul-21	Eólica	60
PE Lomas de Duqueco	jul-21	Eólica	57
El Pinar	jul-21	Hidráulica	11
Parque FV Domeyko	jun-21	Solar	186
San Javier etapa I	jun-21	Térmica	25
San Javier etapa II	jun-21	Térmica	25
Trupán	dic-20	Hidráulica	20

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 julio de 2021, totalizan 15.162 MW con una inversión de MMUS\$ 13.875 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 61.825 MW con una inversión de MMUS\$ 120.806 (ver Tabla 6).

Durante el mes de julio 13 proyectos obtuvieron RCA favorable, de los cuales todos son solares, sumando una potencia nominal de 710 MW. Se destaca dentro de estos proyectos Parque Eólico Entre Ríos, de 310 MW con una inversión de 497 MMUS\$. Por otro lado, entraron en calificación 7 nuevos proyectos aportando con una capacidad de 240 MW, de los cuales se destacan las conversiones de las centrales IME y CTA/CTH de Engie a gas natural y biomasa 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	5.101	5.424	11.100	22.112
Hidráulica	173	447	3.933	6.677
Solar	7.695	6.238	28.770	55.991
Gas Natural	0	0	6.397	6.258
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	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)	2.123	1.724	0	0
Total	15.162	13.875	61.825	120.806

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

Seguimiento regulatorio

Comisión Nacional de Energía

- Se publicó Decreto N°51 sobre Medidas Preventivas que Indica de Acuerdo a lo Dispuesto en el Artículo 163° de la Ley General de Servicios Eléctrico (Decreto de Racionamiento) ([ver más](#)).
- Se publica resolución exenta N°248 sobre Nuevos Valores del Costo de Falla de Corta y Larga Duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos. ([ver más](#)).

Ministerio de Energía

- Se publica Decreto exento N°163 sobre Criterio para Determinar Empresas que Deberán Reportar Anualmente su Información Energética, Conforme a lo Dispuesto en el Artículo 2° de la Ley N° 21.305 ([ver más](#)).

Panel de Expertos

- Finaliza discrepancias 08 -2021 sobre el Informe de Revisión de Peajes de Transmisión Nacional año 2020 ([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

Agosto 2021



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

Jorge Hurtado R. | Ingeniero de Estudios

jhurtado@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.