

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Mayo 2021

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

Morosidad en cuentas de la luz: Desafío de corto y largo plazo

El 8 de agosto de 2020 fue publicada la Ley 21.249¹ sobre la suspensión de servicios básicos (luz, agua y gas de red), cuyo principal objetivo era impedir el corte de suministro a algunos consumidores entre la publicación de la Ley y los 90 días posteriores. Sin embargo, dada la patente condición de pandemia, su vigencia fue extendida mediante la Ley 21.301 hasta el 5 de mayo de 2021, y nuevamente a través de la Ley 21.340 hasta el 31 de diciembre de 2021 con una extensión automática de 60 días en caso de mantenerse el Estado de Excepción.

Los beneficiarios de esta ley corresponden a: i) usuarios residenciales o domiciliarios, ii) hospitales y centros de salud, iii) cárceles y recintos penitenciarios, iv) hogares de menores en riesgo social, abandono o compromiso delictual, v) hogares y establecimientos de larga estadía de adultos mayores, vi) bomberos, vii) organizaciones sin fines de lucro, y viii) microempresa².

La Ley 21.301 estableció que las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y el 5 de mayo de 2021 pueden ser pagadas en un máximo de 36 cuotas según lo determine el usuario, pudiendo incorporar deudas previas que no superen un monto máximo de 10 UF. A partir de la última actualización (Ley 21.340), junto con la extensión del plazo se amplió el número máximo de cuotas de 36 a 48.

Es importante señalar que los clientes que se pueden acoger a la postergación de la deuda deben cumplir alguno de los siguientes requisitos: i) estar dentro del 80%³ (originalmente era el 60%) más vulnerable según el Registro Social de Hogares, ii) ser adulto mayor, iii) estar percibiendo las prestaciones del seguro de desempleo, iv) estar acogido a la Ley de Suspensión del Empleo o a la celebración del pacto de reducción temporal de la jornada, y v) trabajadores independientes o informales, que pueden expresar mediante declaración jurada simple que han tenido una reducción en sus ingresos.

En cuanto al efecto de esta Ley en las cuentas de luz particularmente, el biministro de Energía y Minería, Juan Carlos Jobet⁴, señaló que entre el 31 de marzo de 2020 y 2021, los clientes morosos aumentaron en más de 168.000, pasando de 514.418 clientes a 683.220 clientes, cerca del 10% del total de clientes abastecidos por los grupos de distribución CGE, Chilquinta, Enel y Saesa⁵.

A partir de ello, la deuda aumentó en más de \$70.000 millones de pesos, pasando de \$88.450 millones a \$157.687 millones (casi un 78% de aumento), lo que conlleva un aumento en la deuda promedio por cliente de \$171.943 a \$239.763. Por otro lado, son alrededor de 169.000 los clientes que se han acogido al convenio de prorratear la deuda durante el mismo periodo. Sumado a esto, el 68% de los clientes morosos poseen un consumo mensual inferior a los 200 kWh, mientras que solo un 9% tiene consumos por sobre los 400 kWh, lo que indica que, en su mayoría, los clientes son residenciales.

Si bien, esta medida puede llegar como un alivio para algunas familias chilenas, la realidad es que la deuda deberá ser pagada eventualmente, y debido a la prórroga de la ley, y que, durante los meses de invierno, el consumo

residencial aumenta (dados los requerimientos de calefacción y menor luz natural), esta deuda seguirá acumulándose.

Consecuentemente, uno de los desafíos que debe tener en cuenta la autoridad, es cómo absorben la morosidad las empresas de distribución eléctrica. Con el decreto que suspende la medición de horario punta y el recargo por energía adicional de invierno (carga activa solo en junio y julio en 2021), las empresas distribuidoras de energía eléctrica no solo estarán dejando de recibir ingresos a costas de mantener el suministro en todos los hogares, sino que también, a partir de tarifas incompletas (respecto al nivel de remuneración establecido) por esta medida, y por tanto, están y estarán recibiendo menores ingresos a los esperados, lo que podría generar incentivos para retrasar/posponer inversiones de mediano plazo que benefician directamente al cliente final (ej., inversiones para mejorar la calidad de suministro). Esta situación podría afectar aún más a distribuidoras de menor tamaño (cooperativas), que al tener menor acceso al mercado de capitales dependen aún más de los cobros mensuales.

También, hay que considerar el actual mecanismo de estabilización de precios, Ley 21.185⁶ promulgada el 30 de octubre de 2019. El objetivo de esta Ley es congelar el alza en las tarifas traspasadas a los clientes finales por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, donde éstas pagan un precio ajustado a sus suministradores, distinto a lo establecido en los contratos, generando saldos no recaudados por los generadores. Esta Ley establece un valor límite de 1.350 MMUSD a partir del cual ya no se acumularán estos saldos y se deberá ajustar la tarifa para recuperarlos, o bien, hasta llegar a julio de 2023. Dado que hasta enero de 2021 los saldos ascendían a 1.038 MMUSD⁷ y las proyecciones de la CNE establecen que para diciembre de 2021 se alcanzarían 1.126 MMUSD⁸, es probable que, mientras los clientes morosos estén pagando su deuda, la tarifa no disminuya como se espera, o incluso podría, eventualmente, aumentar en un escenario de tipo de cambio sostenidamente alto.

En la actualidad existen instrumentos para ayudar a familias más vulnerables en los pagos de servicios básicos que podrían ser considerados. Uno de ellos es el subsidio a la cuenta de luz que corresponde a un cupón que se descuenta directamente de la cuenta, el cual se entrega en caso de existir un aumento del 5% en la cuenta de luz en un periodo de 6 meses. Otro instrumento distinto es el asociado al suministro de agua potable, que cubre directamente hasta el 100% de los primeros 15 metros cúbicos de agua potable consumidos. Así la autoridad debiese estudiar las ventajas y desventajas de estos instrumentos y de otros posibles, para así tener una batería amplia de alternativas en el corto/mediano plazo, cuando los consumidores morosos deban comenzar a pagar sus cuentas y el fondo de estabilización se termine, teniendo siempre presente que las empresas eléctricas dependen de la fijación eficiente de tarifas para proveer adecuadamente sus servicios.

¹ Disponible en: <https://www.bcn.cl/leyfacil/recurso/suspension-del-corte-de-servicios-basicos-de-los-clientes-deudores>

² Ingresos anuales que no superen los 2.400UF en el último año calendario.

³ Ingresos inferiores a \$801.046 por hogar, y \$415.172 per cápita, alrededor de 5.754.000 hogares pueden ser beneficiados. Disponible en: <https://www.pauta.cl/economia/registro-social-hogares-100-por-ciento-incluye-familias-1-millon-pesos>

⁴ Fuente: <https://www.revistaeci.cl/2021/05/05/cuentas-de-luz-clientes-morosos-aumentaron-en-mas-de-168-000-desde-inicio-de-la-pandemia/>

⁵ 6.622 millones de clientes según memorias anuales 2020.

⁶ Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1138181>

⁷ Cifras entregadas por el Ministerio de Energía. Fuente: https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=225958&prmTipo=DOCUMENTO_CO_MISION

⁸ Informe Preliminar Precio Nudo Promedio, segundo semestre 2021. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/04/IIP-PNP-Julio-2021-2>

Análisis de operación

Generación

En el mes de abril la generación total del SEN fue de 6.516 GWh/mes, un 6,6% menor a marzo de 2021 (6.975 GWh/mes) y un 5,4% mayor a abril de 2020 (6.180 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación hidráulica, gas y carbón disminuyó un 3,1%, 2,9% y 0,4% respectivamente en relación con abril de 2020. En contraste, la participación de la generación mediante energía eólica, solar y diésel aumentó en un 37,7%, 33,8% y 582,6% respectivamente en relación con abril 2020 (Ver figura 1).

Durante abril estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas de embalse: Colbún, Pangué y Pehuenche (30, 6 y 4 días respectivamente); las centrales de carbón: Angamos-ANG2, Guacolda 1, Guacolda 3 y Mejillones IEM (19, 3, 4 y 5 días respectivamente); las unidades de GNL: Taltal 1 y Taltal 2 (30 y 2 días respectivamente); las unidades hidráulicas de pasada: Angostura, La Confluencia y Rucúe (5, 20 y 30 días respectivamente) y, por último, las unidades diésel: Los Pinos, Taltal 1 y Taltal 2 (2, 30 y 2 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de abril, la potencia máxima generada fue de 10.402 MW el día 12, y la mínima fue de 7.256 MW el día 18. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de marzo, 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 (marzo) la energía embalsada en el SEN en abril del presente año no superó los niveles de abril del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 48% del promedio mensual entre los años 1994 y 2020 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2021/2022 (abril de 2021), el nivel de excedencia observado es igual a 96,8%, es decir, se ubica en el 3,2% 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

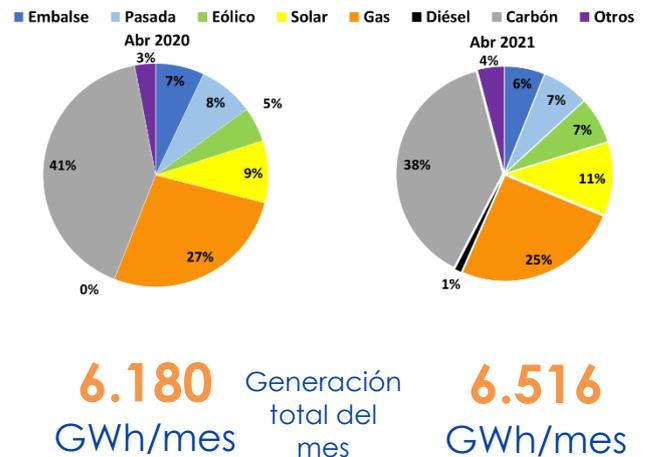


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



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

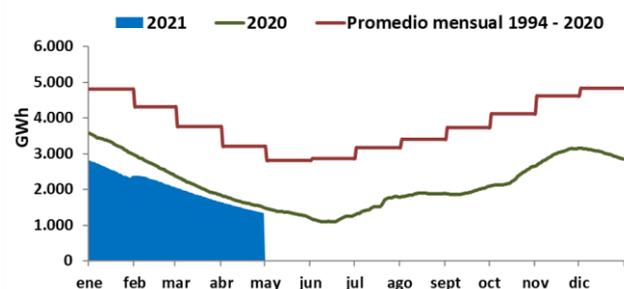


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En abril de 2021 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 71,4 US\$/MWh, lo cual registró una disminución de 5,7% con respecto a marzo del mismo año (75,7 US\$/MWh), y un aumento de 64,9% respecto a abril de 2020 (43,3 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 febrero de 2021 fue de 83,7 US\$/MWh, lo cual reflejó una disminución del 6,0% con respecto a marzo del mismo año (89,0 US\$/MWh), y un aumento de 86,4% respecto a abril de 2020 (44,9 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 abril 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 665 horas.

Los tramos con mayores desacoples fueron: Cautín 220 – Tap Ríotolten 220 (18 eventos), Itahue 220 – Itahue 154 (14 eventos), Lo Aguirre 500 – Polpaico 500 (12 eventos) y Quillota 110 – S. Pedro 110 (11 eventos) con un desacople promedio de 71,9 US\$/MWh, 58,4 US\$/MWh, 37,3 US\$/MWh y 29,2 US\$/MWh respectivamente (ver Tabla 1).

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

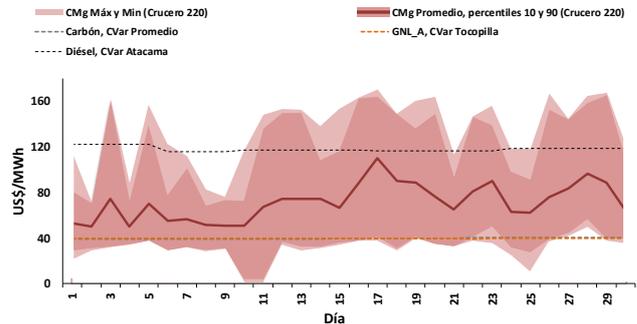


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de abril para Crucero 220 (Fuente: CEN)

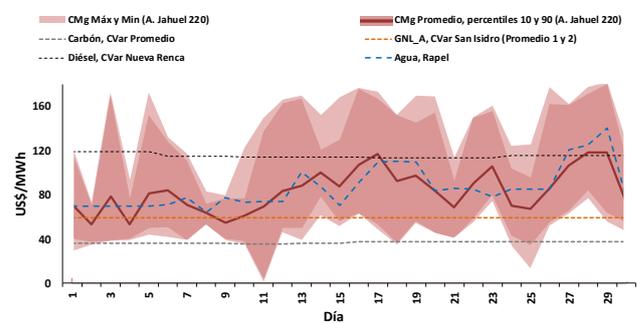


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de abril para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

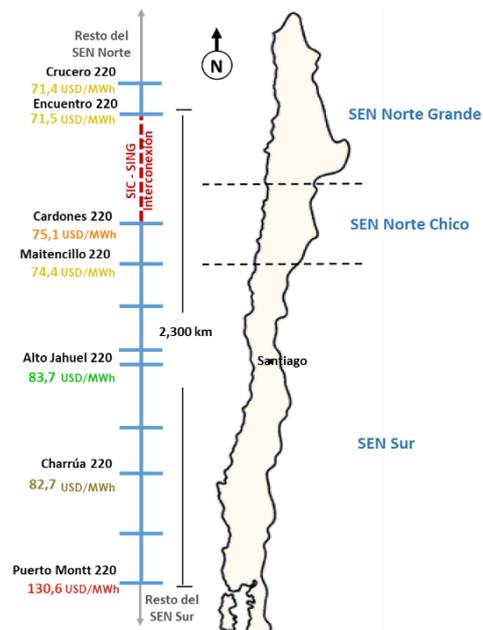


Figura 6: Costo marginal promedio de abril en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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
CAUTÍN 220 - TAP RÍOTOLTEN 220	303	71,9	D. ALMAGRO 220 - SACHINITAL 220	74	44,3
ITAHUE 220 - ITAHUE 154	69	58,4	POLPAICO 500 - N.P. AZUCAR 500	19	17,3
LO AGUIRRE 500 - POLPAICO 500	79	37,3	TAP RÍOTOLTEN 220 - CIRUELOS 220	10	54,8
QUILLOTA 110 - S. PEDRO 110	26	29,2	L. ANGELES 066 - P. L. BAIRRES 066	1	96,9
BALAR 220 - CALAMA 220	73	34,7	D. ALMAGRO 220 - D. ALMAGRO 110	3	212,7

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

Proyección System de costos marginales a 12 meses

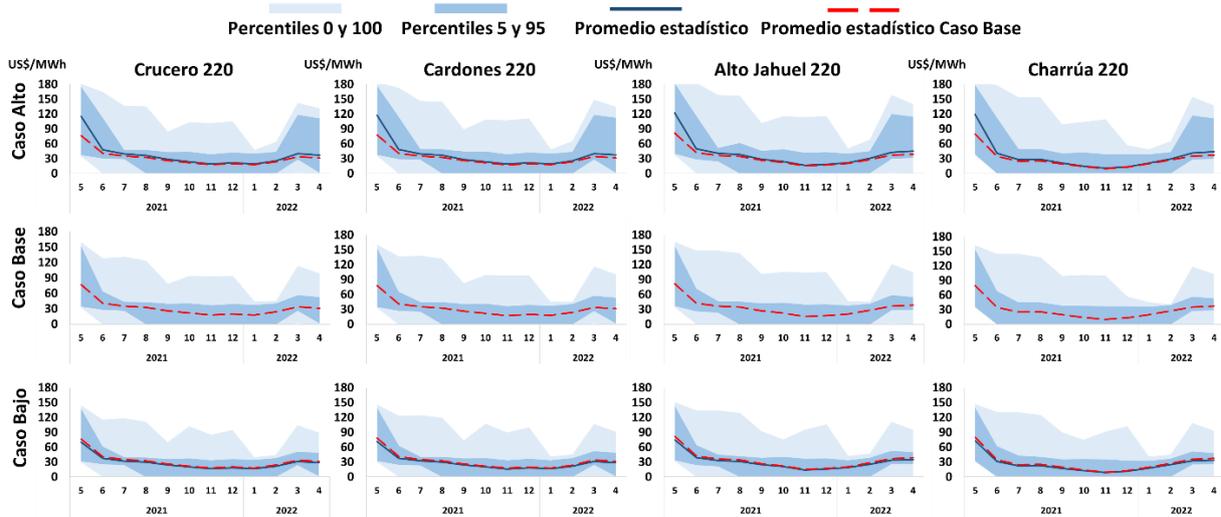


Figura 13: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: System)

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 4,0% 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)		4,0%	4,0%	4,0%
	Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	79,4	88,2
Angamos			74,7	83,0	91,3
Guacolda (promedio)			68,5	76,1	83,7
Andina			69,2	76,9	84,6
Hornitos			71,0	78,9	86,8
Norgener			76,4	84,9	93,4
N. Ventanas		81,5	90,5	99,6	
Diesel US\$/Bbl		Quintero	76,1	84,5	93,0
		Mejillones	75,7	84,1	92,5
GNL US\$/MMBtu		San Isidro 1	6,0	6,7	7,4
	Nehuenco 1	6,9	7,7	N/A	
	Mejillones CTM3	5,2	5,8	N/A	
	U16	5,2	5,8	6,4	
GN US\$/MMBtu	Kelar	8,9	9,9	N/A	
	San Isidro 2	N/A	N/A	N/A	
	U16	N/A	N/A	N/A	
Nehuenco 2	N/A	N/A	N/A		
	Nueva Renca	N/A	N/A	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 6.515 MW de nueva capacidad, de los cuales 3.419 MW son solares, 1.953 MW son eólicos, 28 MW son geotérmicos, 563 MW hidráulicos y 552 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 7**, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por System, 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 abril, Enel Generación disminuyó su generación diésel, hidráulica, eólica y solar, y aumentó su generación en base a carbón, GNL y gas natural con respecto a marzo del mismo año. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a carbón e hidráulica, y redujo su generación diésel e GNL. Por otro lado, AES Gener disminuyó su generación de carbón. Engie aumentó su generación en base a GNL y gas natural y disminuyó su generación de carbón. Por último, Tamakaya aumentó su producción térmica de gas.

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

Enel Chile

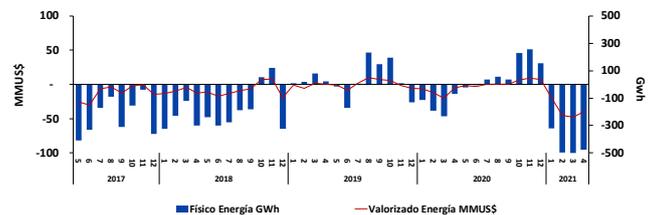
Generación por Fuente (GWh)			
	Abr 2020	Mar 2021	Abr 2021
Diésel	0	24	4
Carbón	173	223	243
Gas Natural	473	42	111
GNL	114	443	496
Hidro	405	580	357
Solar	86	96	81
Eólico	121	138	131
Getérmica	24	29	27
Total	1.396	1.575	1.452

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
Central	Mar 2021	Abr 2021	
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	55,3	59,4	
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	35,6	34,8	
Taltal Diesel (Prom I y II)	178,6	177,6	
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	119,9	118,0	

Valor del Agua promedio (US\$/MWh)			
Central	Mar 2021	Abr 2021	
Embalse Ralco	82,0	92,1	

Transferencias de Energía abril 2021	
Total Generación (GWh)	1.452
Total Retiros (GWh)	1.930
Transf. Físicas (GWh)	-478
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-39



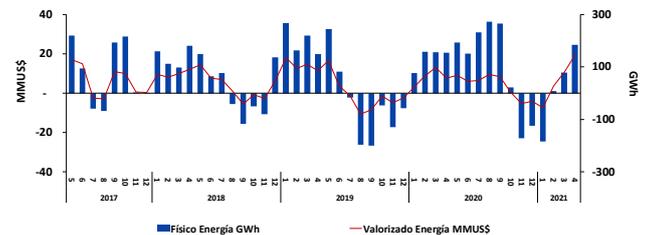
Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Abr 2020	Mar 2021	Abr 2021
Diésel	8	51	19
Carbón	223	219	225
Gas Natural	241	0	0
GNL	250	474	436
Hidro	262	221	294
Solar	1	2	1
Eólico	0	0	0
Total	985	967	974

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
Central	Mar 2021	Abr 2021	
Santa María	36,5	33,3	
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	43,6	50,4	
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	42,9	42,9	
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	105,6	104,5	

Valor del Agua promedio (US\$/MWh)			
Central	Mar 2021	Abr 2021	
Embalse Colbún	100,9	36,6	

Transferencias de Energía abril 2021	
Total Generación (GWh)	974
Total Retiros (GWh)	789
Transf. Físicas (GWh)	185
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	19



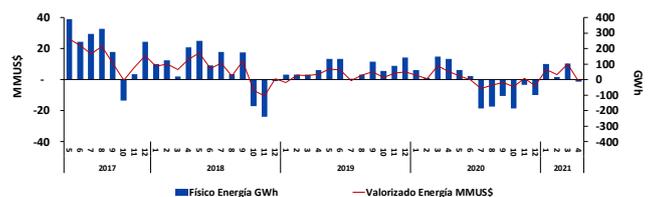
AES Gener

Generación por Fuente (GWh)			
	Abr 2020	Mar 2021	Abr 2021
Diésel	0	0	0
Carbón	1.254	1.206	1.076
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	65	107	55
Solar	5	18	16
Eólico	11	16	15
Total	1.334	1.347	1.163

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

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
Central	Mar 2021	Abr 2021	
Ventanas II	40,1	39,5	
N. Ventanas y Campiche	39,1	40,6	
Angamos (prom. 1 y 2)	34,4	33,4	
Norgener (prom. 1 y 2)	35,5	36,5	

Transferencias de Energía abril 2021	
Total Generación (GWh)	1.166
Total Retiros (GWh)	1.178
Transf. Físicas (GWh)	-12
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-1



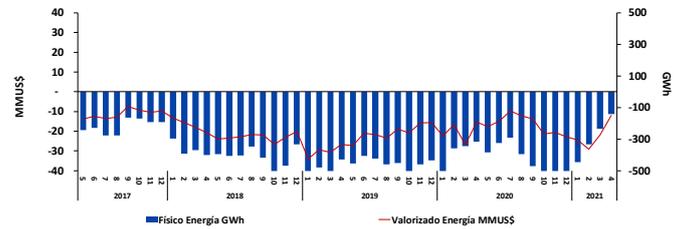
Análisis por empresa

Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2020	Mar 2021	Abr 2021
Diésel	0,1	0,2	0,2
Carbón	411	556	552
Gas Natural	143	133	166
GNL	120	101	121
Hidro	4	4	3
Solar	11	12	11
Eólico	0	5	6
Total	689	810	859

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	Mar 2021	Abr 2021
Andina Carbón		34,8	36,8
Mejillones Carbón		42,0	45,2
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)		39,1	39,5
Transferencias de Energía abril 2021			
Total Generación (GWh)			689
Total Retiros (GWh)			830
Transf. Físicas (GWh)			-141
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-12

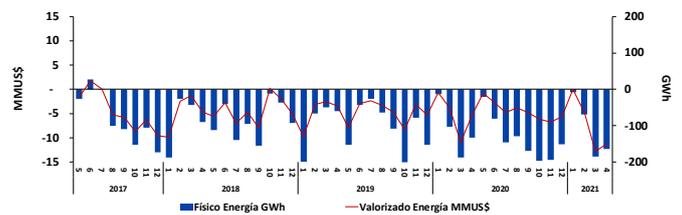
*Considera Andina, Hornitos, Los Loros y Monte Redondo



Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2020	Mar 2021	Abr 2021
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	327	263	274
GNL	164	131	137
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	491	394	411

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
	Central	Mar 2021	Abr 2021
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)		68,5	68,1
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)		86,7	97,8
Transferencias de Energía abril 2021			
Total Generación (GWh)			137
Total Retiros (GWh)			302
Transf. Físicas (GWh)			-164
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-11



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 abril de 2021, es de 88,8 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 System](#), sección Precios de licitación SEN

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

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2021 GWh
ENDESA	86,1	15.679
E-CL	96,4	7.596
AES GENER	84,8	5.229
COLBÚN	94,3	4.850
El Campesino	99,0	4.021
Abengoa	125,7	955
IBERÉOLICA CABO LEONES II S.A.	51,8	858
Aela Generación S.A.	83,9	769
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	42,5	638
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	43,2	638
ACCIONA	104,0	603
PANGUIPULLI	126,9	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	47,3	528
San Juan SpA.	112,2	422
WPD MALLECO (Malleco)	54,8	397
Pelumpén S.A.	89,5	326
M. REDONDO	115,6	303
MARIA ELENA SOLAR	31,9	280
D. ALMAGRO	121,9	220
Iberéolica Cabo Leones I S.A.	98,1	195
WPD MALLECO (Malleco II)	54,4	192
Chungungo S.A.	97,4	191
OPDENERGY	41,8	176
PUYEHUE	98,8	160
IBERÉOLICA CABO LEONES III SpA	71,6	130
Santiago Solar S.A.	87,5	121
Otros	94,4	799
Precio Medio de Licitación	88,8	46.842

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2021 GWh
Enel Distribución	77,2	16.316
CGE Distribución	102,1	13.024
Chilquinta	95,0	3.481
SAESA	90,6	4.312
Precio Medio Muestra	89,2	37.134

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), cuya última publicación considera datos actualizados a marzo de 2021, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.939 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 614 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante enero fue igual a 1.589 GWh, es decir, se superó en un 159% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 55% (867 GWh) seguido por el aporte eólico con un 17% (272 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 18%, 9% y 2% respectivamente (279, 139 y 32 GWh respectivamente, ver Figura 8).

Durante marzo, se registraron 16 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento del 24% con respecto a marzo 2021 (12,8 GWh) y un aumento del 1.199% con respecto a marzo de 2020 (1 GWh), ver Figura 9.

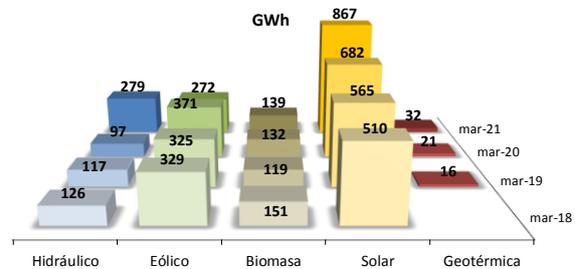


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

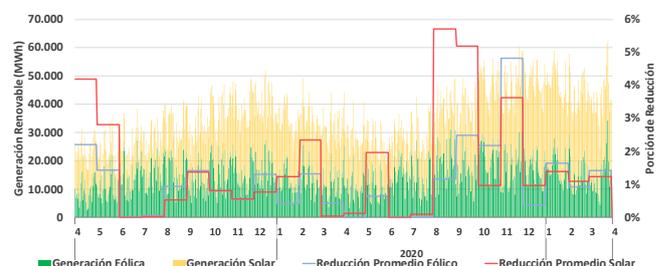


Figura 9: Vertimiento renovable durante el mes de marzo (Fuente: CEN).

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-137 CNE (30-04-2021) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 6.748 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 50,2% corresponde a tecnología solar (3.385 MW), un 25,6% a tecnología eólica (1.728 MW), un 16,2% de tecnología hidráulica (1.093 MW), un 5,6% de tecnología térmica (377 MW), y un 2,5% a biomasa (166 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]
Trupán	dic-20	Hidráulica	20
El Pinar	mar-21	Hidráulica	11
Ampliación Finis Terrae Etapa I	abr-21	Solar	126
MCH Aillín	abr-21	Hidráulica	7
Parque Eólico Malleco – Fase I	abr-21	Eólica	135
Parque Eólico Malleco – Fase II	abr-21	Eólica	138
Ampliación CH Dos Valles	abr-21	Hidráulica	2
Cabo Leonés III Fase 2	abr-21	Eólica	110
Combarbalá	abr-21	Térmica	75
Parque Eólico Cerro Tigre	abr-21	Eólica	185
Sol de Lila	may-21	Solar	152
Parque Eólico Tchamma	may-21	Eólica	155
Parque Eólico Alena	may-21	Eólica	84
Planta Fotovoltaica Caracas II	may-21	Solar	9
Extensión de Parque Eólico Cabo Leonés I	may-21	Eólica	60
Parque Fotovoltaica Machicura	may-21	Solar	9
FV Sol del Norte	may-21	Solar	9
FV de Los Andes	may-21	Solar	9
CH del Desierto	may-21	Solar	9
CH Alto Bonito	may-21	Hidráulica	3
Parque Eólico Mesamávida	jun-21	Eólica	60
Planta FV Sol del Desierto Fase I	jun-21	Solar	175
Planta FV Sol del Desierto Fase II	jun-21	Solar	55
Central Hidroeléctrica Corrales	jun-21	Hidráulica	3
Mini Central Hidroeléctrica La Confianza	jun-21	Hidráulica	3
San Javier etapa I	jun-21	Térmica	25
San Javier etapa II	jun-21	Térmica	25
Parque FV Dormeyko	jun-21	Solar	186
Sol de Los Andes	jun-21	Solar	89
PV Tarmaya Solar	jun-21	Solar	114
Parque Solar Capricornio	jul-21	Solar	88
La Cruz Solar	jul-21	Solar	50
Valle Escondido	jul-21	Solar	105
Las Lajas	jul-21	Hidráulica	267
Rucapal	jul-21	Solar	9
PE Lomas de Duqueco	jul-21	Eólica	57
Central de Respalda Maitencillo	jul-21	Térmica	67
PMG FV Castilla	jul-21	Solar	3
Parque FV Pampa Tigre	ago-21	Solar	100
Los Olmos	ago-21	Eólica	100
Parque Eólico Calama	ago-21	Eólica	150
PE Llanos del Viento	ago-21	Eólica	156
Valle del Sol	ago-21	Solar	150
PMG Teno Solar	ago-21	Solar	7
Alfital II	sep-21	Hidráulica	264
Diego de Almagro Sur	sep-21	Solar	208
Llanos Blancos	oct-21	Térmica	150
MAPA	oct-21	Biomasa	166
Parque Eólico Ckani	oct-21	Eólica	107
Andes II B	oct-21	Solar	113
Central Hidroeléctrica Punta del Viento	oct-21	Hidráulica	3
PE Puelche Sur	nov-21	Eólica	152
Proyecto FV Coya	dic-21	Solar	180
Las Nieves	ene-22	Hidráulica	7
Campo Lindo	mar-22	Eólica	72
Sol de Varas	mar-22	Solar	101
Campas del Sol II	mar-22	Solar	370
PSF Sol de Atacama	abr-22	Solar	81

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 abril de 2021, totalizan 16.581 MW con una inversión de MMUS\$ 16.701 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 59.613 MW con una inversión de MMUS\$ 119.012 (ver Tabla 6).

Durante el mes de abril 20 proyectos obtuvieron RCA favorable, de los cuales todos son solares, sumando una capacidad de 172 MW. Se destaca dentro de estos proyectos, que la mayoría corresponden a proyectos PMGD, cuya potencia nominal no supera los 9 MW. Por otro lado, entraron en calificación 61 nuevos proyectos aportando con una capacidad de 3.437 MW, de los cuales se destacan los proyectos Ghunnam KCS y Optimización Planta Solar Sol del Loa de 1.009 MW y 640 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	5.235	5.744	10.754	21.553
Hidráulica	176	456	3.933	6.677
Solar	8.977	8.746	26.904	54.755
Gas Natural	0	0	6.397	6.258
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	70	30	2.887	6.535
Biomasa/Biogás	0	0	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	16.581	16.701	59.613	119.012

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

Seguimiento regulatorio

Ministerio de Energía

- Se publica en el Diario Oficial el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión ([ver más](#)).

Comisión Nacional de Energía

- Se publica Resolución Exenta N° 136 que define un nuevo calendario del proceso de Licitación de Suministro 2021/01 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial el Decreto 19T que Fija Precios de Nudo Promedio en el Sistema Eléctrico Nacional ([Ver más](#)).

Cámara de Diputados

- Se aprobó en la Comisión de Medio Ambiente y Recursos Naturales el Proyecto de Ley sobre Descarbonización Acelerada y avanza a la Cámara de Diputados ([ver más](#)).

Superintendencia de Electricidad y Combustibles

- Se publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta N° 6.669 sobre el Diseño y Ejecución de las instalaciones Fotovoltaicas Aisladas de las redes de Distribución, Mediante el Pliego Técnico Normativo RIC N° 9 ([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

Mayo 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.