

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Mayo 2020

Contenido

Editorial	2
Análisis de operación	3-4
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

Estabilización de las tarifas, clientes finales y empresas

A raíz de la pandemia causada por el COVID-19, se han tomado diversas medidas de apoyo para la población, como la postergación del periodo de punta y la prohibición del corte de suministro por morosidad. Si bien el Plan de Apoyo está formalizado y firmado entre las empresas distribuidoras y la SEC, con vigencia desde fines de marzo¹ e incluso sujeto a fiscalización y multas en caso de incumplimiento, éste aún es materia de discusión en el Congreso. Mediante diversos proyectos de ley^{2,3,4,5} algunos diputados buscan extender el Plan de Apoyo a más personas e instituciones, regularlo a través de una Ley para futuros estados de catástrofe/excepción, y así normar la afectación entre los distintos segmentos del mercado eléctrico y otros servicios básicos.

Estas medidas serían adicionales a las ejecutadas con anterioridad a la pandemia para alivianar la carga económica de la población, como efecto del estallido social. En primera instancia la autoridad congeló las tarifas de energía y potencia, para posteriormente congelar el Valor Agregado de Distribución (VAD) y el cargo de transmisión nacional y zonal. Dado el escenario de incertidumbre económica, el congelamiento de las tarifas implica una acumulación de fondos a pagar en el futuro, los que se deberán recuperar a través de las tarifas. Surge la interrogante de qué ocurrirá en caso de una mayor contracción económica y cómo lo anterior podría agravar la situación de los clientes finales y empresas del sector.

Estabilización de tarifas, procesos tarifarios, y sus posibles efectos

Un cliente residencial de la comuna de Santiago, cuyo consumo promedio mensual es de 180 kWh debe pagar alrededor de \$22.740⁶ al mes. No obstante, este valor aumenta en zonas de concesión del servicio público de distribución más rurales, o con menor densidad poblacional. Un cliente residencial de la comuna de Temuco, con similar consumo debe pagar alrededor de \$30.550 al mes. La tarifa eléctrica BT1 para los clientes residenciales está compuesta por los cargos de energía y potencia, distribución, transmisión, y servicio público.

Los cargos de energía y potencia, asociados al segmento de generación, están congelados de acuerdo con la Ley 21.185, a fin de proteger a los clientes regulados del alza del tipo de cambio, inflación, entre otras variables macroeconómicas. Sin embargo, como consecuencia de este mecanismo se acumularán saldos, con un tope de 1.350 MMUSD, los cuales se compensarán con la entrada en vigencia de contratos con precios menores a las tarifas vigentes, resultantes de las licitaciones 2015/01 y 2017/01 y respaldados en gran medida por fuentes de energía renovables. Una vez alcanzado el tope, los saldos se deberán ir pagando con recargos, adicionales al IPC, a las componentes de energía y potencia de los clientes finales al igual que aquellos saldos que no lograrían ser pagados antes del término del mecanismo de estabilización, a finales de 2027. En este contexto, si se mantiene un tipo de cambio sobre los 820 CLP/USD, el tope podría alcanzarse durante el 2021, por lo que salvo que el gobierno lo extienda mediante una nueva ley, habría un aumento adicional al IPC en la tarifa de los clientes. Como ejemplo, una variación del 10% en los cargos de energía y potencia implicaría hoy un pago adicional mensual para el cliente BT1 de la comuna de Santiago, de más de \$1.370. Para el cliente de la comuna de Temuco, dicha variación le significaría más de \$1.520 al mes.

Las mismas generadoras han expuesto el riesgo de que el límite del saldo se sobrepase antes de lo previsto. Por otra parte, algunos de los nuevos contratos que permitirían reducir los precios de energía no entrarían a tiempo. Por lo anterior, la autoridad podría extender el mecanismo mediante una nueva ley.

En el caso de distribución, la tarifa asociada al VAD fue congelada con la promulgación de la Ley Corta de Distribución, la cual, entre otras materias, rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución. En uno de sus artículos transitorios, se señala que los saldos que

genere la componente de distribución de la tarifa regulada, deberán incorporarse como máximo dentro de los dos procesos tarifarios cuatrienales siguientes, indexados por IPC. Ad portas de un nuevo proceso, que terminaría en 2021, y que se aplicará retroactivamente desde noviembre de 2020, las tarifas resultantes disminuirían por efecto de la rebaja en la tasa de rentabilidad, permitiendo así compensar los saldos que se acumulen por efecto de la fijación de la tarifa. Sin embargo, el nuevo proceso tarifario, la reducción de la demanda y el Plan de Apoyo generan incertidumbre en las empresas distribuidoras. Las empresas más pequeñas y cooperativas podrían no estar preparadas para enfrentar la carga económica.

En cuanto a la transmisión, el esquema actual de tarificación considera que cada seis meses se determina un cargo único que permite remunerar las instalaciones durante el semestre respectivo, cargando los saldos positivos o negativos al cargo único del semestre siguiente. En este contexto, en enero de este año se congeló el cargo semestral con los valores vigentes a julio de 2019. A diferencia de generación y distribución, no existe una ley que defina el periodo de aplicación de esta fijación ni el periodo en que debe recuperarse el saldo acumulado a las empresas. En paralelo, se encuentran en desarrollo los Estudios de Valorización para el periodo 2020-2023, que serían publicados según el cronograma vigente, el segundo semestre de 2021. Estos serán los primeros bajo la Ley de Transmisión promulgada en 2016 utilizando la nueva tasa de descuento de 7% después de impuestos, que implicará una reducción de la tarifa con respecto a los procesos anteriores. Dicha reducción, que debiese aplicarse con la publicación del cargo único del primer semestre de 2022, y retroactivamente desde 2020, servirá para disminuir el saldo acumulado a la fecha. Sin embargo, en el contexto actual del tipo de cambio, este efecto podría no alcanzar para pagar todos los saldos que se acumularán en los próximos años.

Los activos existentes anteriores a las licitaciones de transmisión están sujetos al proceso de valorización. Si bien la esperada disminución de la valorización de dichas instalaciones, por efecto de la menor tasa de descuento, ayudará a disminuir el saldo acumulado, esto no sería suficiente para recuperar todos los saldos que se acumularán hasta el próximo año. Adicionalmente, en el contexto de las reliquidaciones anuales de la transmisión nacional, en junio las empresas de transmisión deberán pagar a los generadores los ingresos correspondientes a la aplicación del Cargo Equivalente de Transmisión (CET)⁷ percibidos entre enero y septiembre de 2019, los que suman MMUS\$ 140. Este pago, que si bien estaba provisionado y en el contexto actual podría afectar la estabilidad financiera de las empresas de menor tamaño, se debe al retraso en la publicación del listado de generadores adheridos al CET, cuya aplicación partió de forma tardía en octubre de 2019.

Reflexiones finales

Si bien a la fecha se desconoce el costo total de menor recaudación del sector⁸, las empresas han dejado de percibir flujos importantes de ingresos, que son especialmente necesarios para empresas más pequeñas. En este nuevo escenario, el gobierno deberá diseñar un mecanismo adecuado, una vez acabados los fondos de estabilización, que evite efectos adversos, como el aumento de tarifa previo a la aplicación de las reducciones esperadas. El mecanismo deberá ayudar a mantener la cadena de pagos tanto para mantener la salud financiera de las empresas, como para que los clientes puedan seguir pagando sus cuentas.

Los efectos económicos de la pandemia aumentarán las presiones para que el gobierno reduzca las tarifas de los clientes regulados. Entonces, se deberán recuperar los saldos acumulados sin que la tarifa efectiva aumente, pero a la vez manteniendo la estabilidad financiera de las empresas del sector.

¹ Minuta de la SEC: <https://bit.ly/2ZH7vJR>

² Proyecto de Ley 1: Segundo trámite constitucional

³ Proyecto de Ley 2: Tercer trámite constitucional

⁴ Proyecto de Ley 3: Primer trámite constitucional

⁵ Proyecto de Ley 4: Primer trámite constitucional

⁶ Según datos publicados en [informe de mayo](#) de Empresas Eléctricas A.G. Tarifas vigentes a mayo de 2020.

⁷ Descuento en el peaje de transmisión nacional a través de una reducción en el precio del contrato.

⁸ En generación, la CNE publicó el [IP-PNP](#), donde se muestran los saldos a febrero de 2020. Para distribución y transmisión no existen datos públicos de los saldos acumulados a la fecha.

Análisis de operación

Generación

En el mes de abril la generación total del SEN fue de 6.180 GWh/mes, un 8,5% inferior a marzo de 2020 (6.758 GWh/mes) y un 0,2% mayor que abril 2019 (6.170 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación mediante gas aumentó en un 7,2% en relación con el mes de marzo. En contraste, la participación de la generación mediante energía de embalse, pasada, eólica, solar, diésel y carbón disminuyó en un 19,8%, 36,6%, 5,0%, 14,4%, 88,9% y 4% respectivamente en relación con el mes de marzo.

Durante abril estuvieron en mantenimiento mayor las unidades de pasada: Rucúe y La Huigera (1 y 3 días respectivamente); la central de carbón Norgener NT01 (9 días); la central diésel Los vientos (3 días) y la central de gas CTM3 (2 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de abril, la potencia máxima generada fue de 9.972 MW el día 27, y la mínima fue de 6.946 MW el día 5. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de abril, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

De forma similar al mes de marzo, la energía embalsada en el SEN no superó los niveles de abril del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 51% del promedio mensual entre los años 1994 y 2019 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2019/2020 (abril de 2020), el nivel de excedencia observado es igual a 99%, es decir, se ubica en el 1% 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

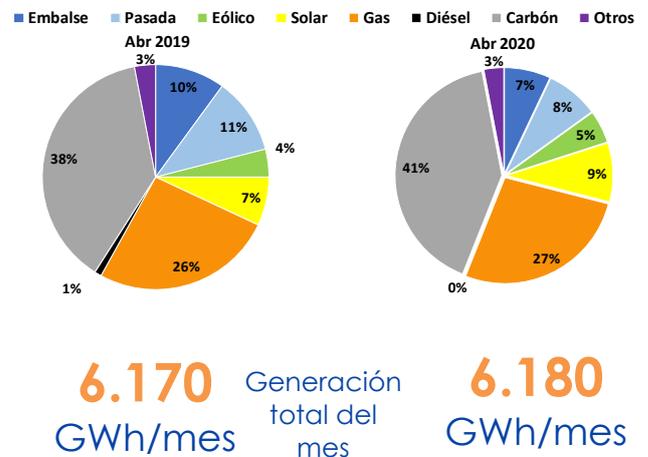
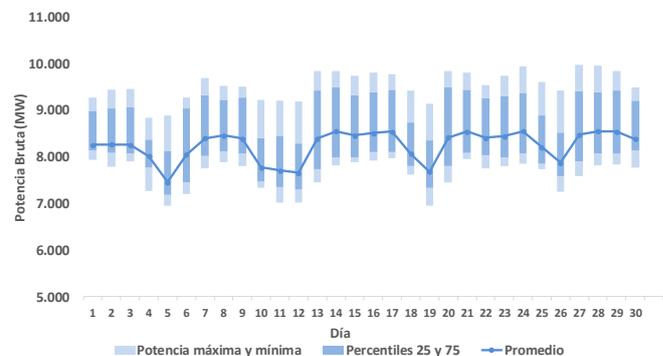


Figura 2: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Potencia máxima mes **9.972 MW**

Potencia mínima mes **6.946 MW**

Figura 3: Generación bruta del SEN abril 2020 (Fuente: CEN)

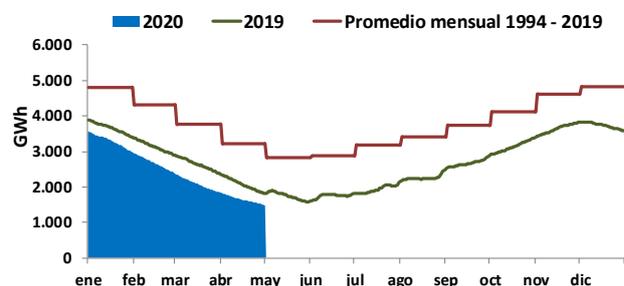


Figura 4: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En abril 2020 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 43,3 US\$/MWh, lo cual registró una disminución de 32 % con respecto a marzo del mismo año (64,3 US\$/MWh), y una disminución de 11% respecto a abril de 2019 (49,2 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 abril de 2020 fue de 44,9 US\$/MWh, lo cual refleja una disminución del 34 % con respecto a marzo del mismo año (68,7 US\$/MWh), y una disminución de 11 % respecto a abril de 2019 (63,5 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 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 235 horas.

Los tramos con mayores desacoples fueron: Itahue 220 – Itahue 154 (19 eventos); Cautín 220 – Tap Rio Toltén 220 (15 eventos), D.Almagro 220 – Cachiyuyal 220 y Lo Aguirre 500 – Polpaico 500 (6 eventos cada uno), con un desacople promedio de 31,3 US\$/MWh, 13,5 US\$/MWh, 26,6 US\$/MWh y 17,4,5 US\$/MWh respectivamente.

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

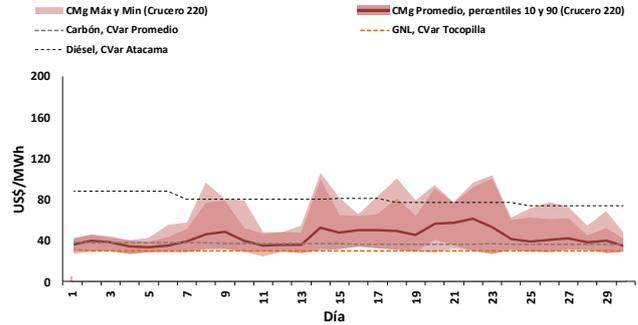


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de abril para Crucero 220 (Fuente: CEN)

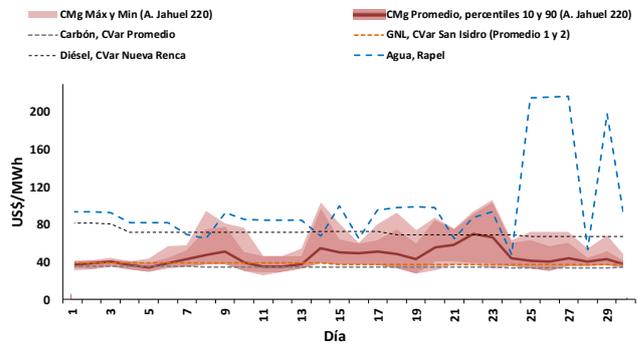


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de abril para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

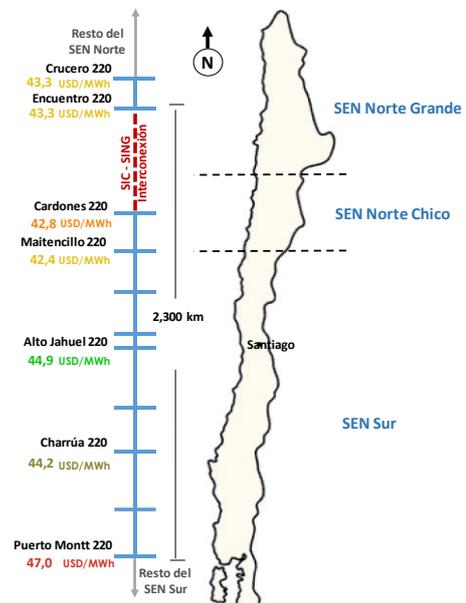


Figura 7: Costo marginal promedio de abril en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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
ITAHUE 220-ITAHUE 154	120	31,3	N.MAITENCILLO 500-N.MAITENCILLO 220	4	12,7
CAUTÍN 220-TAP RIO TOLTÉN 220	45	13,5	C.NAVIA 220-C.NAVIA 110	3	8,1
D.ALAMAGRO 220-CACHIYUYAL 220	24	26,6	N.P.AZUCAR 500-N.MAITENCILLO 500	1	9,3
LO 500-POLPAICO 500	22	17,4	REBUCO 220-REBUCO 066	4	0,0
QUILLOTA 110-S.PEDRO 110	12	2,1	ITAHUE 154-TENO 154	0	0,0

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

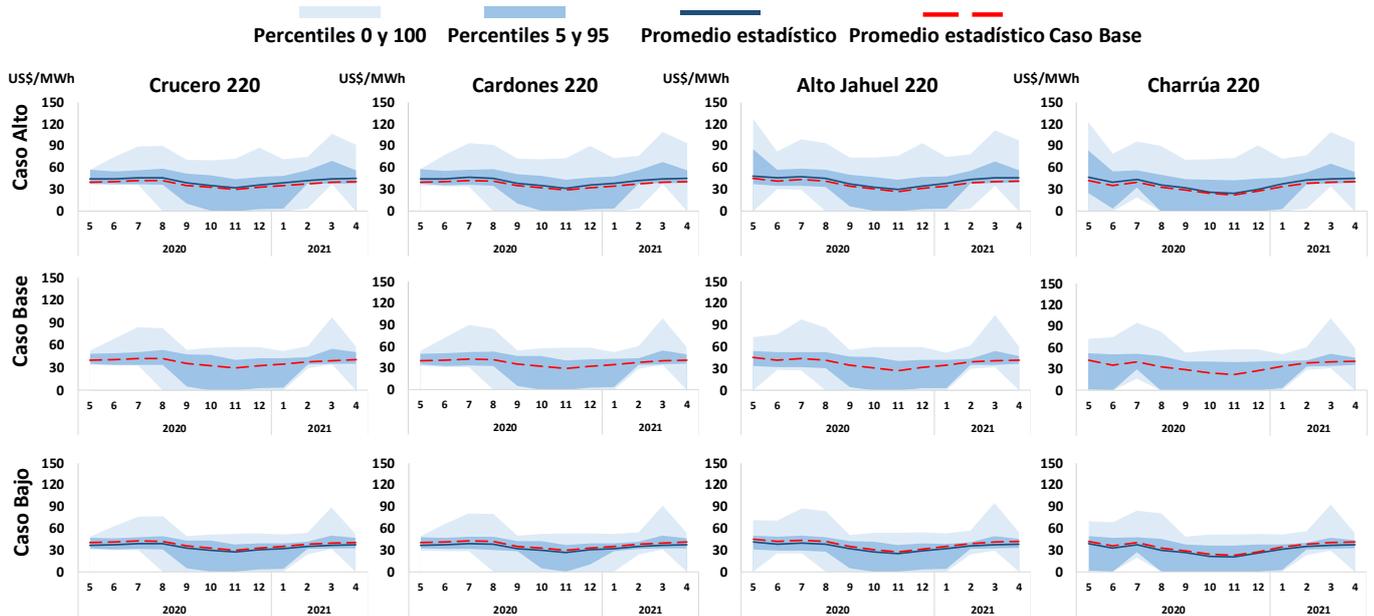


Figura 8: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

Dada la actual contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera una contracción para los próximos 12 meses de 0,3% con respecto a mismo periodo móvil anterior. Conforme a la información publicada en los últimos informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de costos marginales a 12 meses. Se definieron tres escenarios de operación distintos: **Caso Base** que considera los supuestos descritos en la Tabla 2 y un nivel de generación de las centrales que utilizan Gas igual o mayor al proyectado por el CEN; **Caso Bajo** que considera una alta generación de Gas y bajos costos de combustibles; y un **Caso Alto** en el cual se considera que solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de GNL, y los supuestos presentados en la Tabla 2.

Tabla 2: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto	
Crecimiento demanda	2019 (Real)	0.3%	0.3%	0.3%	
	2020 (Proyectada)	-0.3%	-0.3%	-0.3%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	99.6	110.7	121.8
		Angamos	72.8	80.9	89.0
		Tocopilla	125.8	139.8	153.8
		Andina	70.6	78.4	86.3
		Hornitos	70.7	78.6	86.5
		Norgener	75.7	84.1	92.5
		N. Ventanas	72.0	80.0	88.0
	Diesel US\$/Bbl	Quintero	49.0	54.5	59.9
		Mejillones	47.9	53.2	58.5
	GN US\$/MMBtu	San Isidro	5.4	6.0	6.6
		Nehuenco	7.1	7.9	8.7
		Nueva Renca	5.4	6.0	6.6
		Mejillones, Tocopilla	5.2	5.8	6.3
	Kelar	7.1	7.9	8.7	

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 3.937 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.620 MW son solares, 1.040 MW son eólicos, 707 MW hidráulicos y 570 MW térmicos.

En los gráficos de la **Figura 8**, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep, en el cual se destacan distintos percentiles que revelan el efecto de considerar simultáneamente, tanto la variabilidad hidrológica como los distintos niveles de demanda que pueden ocurrir durante los meses.

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

Análisis por empresa

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

En abril, Enel Generación elevó su generación a partir de carbón y Gas, mientras que disminuyó su generación hidráulica. Por su parte, Colbún aumentó su generación de GNL, pero disminuyó la generación de carbón e hidráulica. Por otro lado, AES Gener, disminuyó su generación de carbón e hidráulica. Engie aumentó considerablemente su aporte en base a gas y disminuyó la producción de energía en base a carbón. Por último, Tamakaya aumentó considerablemente su producción térmica de Gas Natural.

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

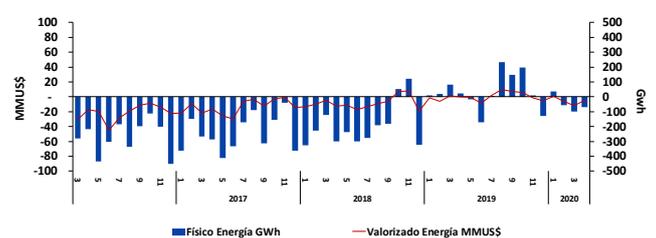
Enel Chile

Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2019	Mar 2020	Abr 2020
Diésel	1	10	0
Carbón	388	90	173
Gas Natural	422	455	473
GNL	498	154	114
Hidro	631	594	405
Solar	84	101	86
Eólico	121	132	121
Getérmica	17	24	24
Total	2.161	1.560	1.396

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

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

Transferencias de Energía abril 2020	
Total Generación (GWh)	1.396
Total Retiros (GWh)	1.467
Transf. Físicas (GWh)	-70
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-5

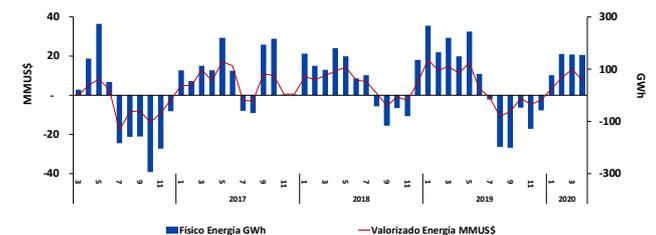


Colbún

Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2019	Mar 2020	Abr 2020
Diésel	10	36	8
Carbón	194	235	223
Gas Natural	14	247	241
GNL	422	217	250
Hidro	368	301	262
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	1.009	1.036	983

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

Transferencias de Energía abril 2020	
Total Generación (GWh)	983
Total Retiros (GWh)	830
Transf. Físicas (GWh)	154
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	8



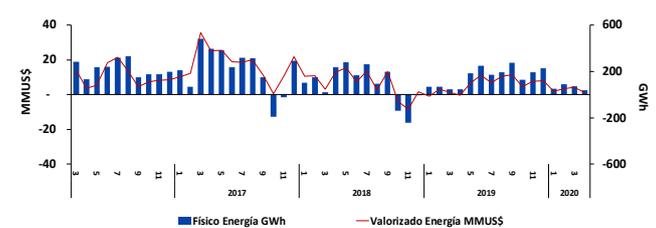
AES Gener

Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2019	Mar 2020	Abr 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	1.447	1.742	1.673
Gas Natural	4	2	1
GNL	0	0	0
Hidro	94	113	65
Solar	6	7	6
Eólico	0	0	0
Otro	0	0	0
Total	1.551	1.864	1.744

*Incluye Guacolda, Cochran y Angamos, entre otros.

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

Transferencias de Energía abril 2020	
Total Generación (GWh)	1.744
Total Retiros (GWh)	1.709
Transf. Físicas (GWh)	36
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1



Análisis por empresa

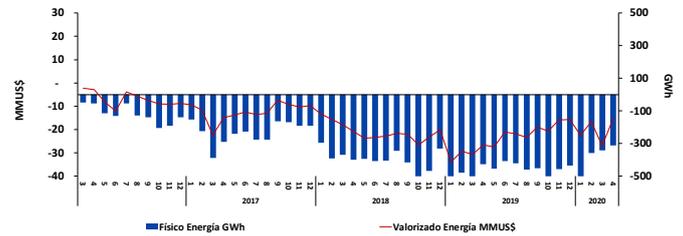
Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2019	Mar 2020	Abr 2020
Diésel	4	1	0
Carbón	252	518	411
Gas Natural	233	64	143
GNL	77	132	120
Hidro	4	4	4
Solar	7	10	11
Eólico	0	0	0
Total	578	729	689

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

Transferencias de Energía abril 2020	
Total Generación (GWh)	689
Total Retiros (GWh)	1.003
Transf. Físicas (GWh)	-314
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-16

*Considera Andina y Hornitos

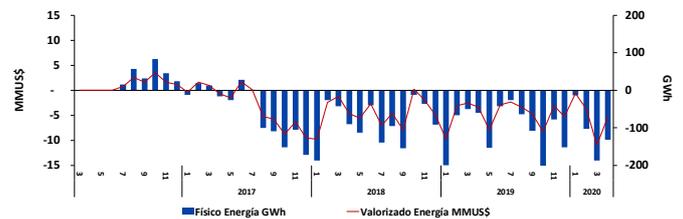


Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2019	Mar 2020	Abr 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	332	214	327
GNL	166	107	164
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	497	321	491

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

Transferencias de Energía abril 2020	
Total Generación (GWh)	164
Total Retiros (GWh)	296
Transf. Físicas (GWh)	-132
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-5



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 2020, es de 90,4 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de suministro (ver Tabla 3).

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

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

Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver [Estadísticas System](#), sección Precios de licitación SEN

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

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos** US\$/MWh	Energía Contratada** GWh	Energía Contratada Promedio GWh/año
ENDESA	83,7	230.634	18.657
COLBÚN	88,9	85.213	6.895
PANGUIPULLI	128,6	6.304	548
Empresa Eléctrica Carén S.A.	118,8	1.239	83
Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	122,5	900	60
Chungungo S.A.	96,2	2.850	191
Energía Cerro El Morado S.A.	126,0	600	40
SPV P4 S.A.	106,2	300	20
CAMPANARIO*	123,5	7.553	944
M. REDONDO	118,3	3.809	300
D. ALMAGRO	120,6	2.640	220
PUNTLA	124,5	990	83
AES GENER	82,8	75.172	5.528
GUACOLDA	71,9	9.900	900
PUVEHUE	102,8	2.190	160
E-CL	95,3	109.041	7.279
San Juan SpA.	110,6	6.570	410
Pelumpén S.A.	91,9	7.600	384
Santiago Solar S.A.	86,3	2.400	121
ACCIONA	104,3	8.640	577
Aela Generación S.A.	86,0	16.128	891
Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	105,2	819	45
Iberelica Cabo Leones I S.A.	96,9	4.095	226
SCB II SpA	73,4	1.848	102
Amunche Solar SpA	70,3	2.310	128
El Campesino	97,1	58.000	3.871
Abengoa	124,1	13.775	919
Norvind	122,4	725	48
Precio Medio de Licitación Sistema	90,4	662.246	49.631

* Los contratos de Campanario ya no rigen, por lo que el precio de sus contratos indexados se utilizan sólo como referencia
** Todos los procesos hasta la fecha indexados al 4/2020, ponderado por energía contratada

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos** US\$/MWh	Energía Contratada** GWh	Energía Contratada Promedio GWh/año
Enel Distribución	80,5	238.044	17.835
Chilquinta	97,3	53.447	3.813
CGE Distribución	105,3	194.457	14.528
Conafe	100,1	26.697	1.932
SAESA*	82,8	65.555	5.440
Precio Medio Muestra	91,6	578.200	43.548

* Considera Frontel y Luz Osorno
** Todos los procesos hasta la fecha indexados al 4/2020, ponderado por energía contratada

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a marzo de 2020, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.450 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 349 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante marzo fue igual a 1.285 GWh, es decir, se superó en un 268% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 51% (664 GWh) seguido por el aporte eólico con un 29% (373 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 7%, 10% y 1% respectivamente (95, 131 y 20 GWh respectivamente).

Durante abril, se registraron 0,6 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución del 50 % con respecto a marzo 2020 (1,2 GWh) y una disminución del 97% con respecto a abril de 2019 (25 GWh). Ver Figura 10.

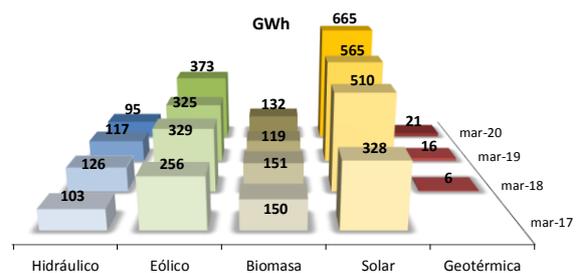


Figura 9: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

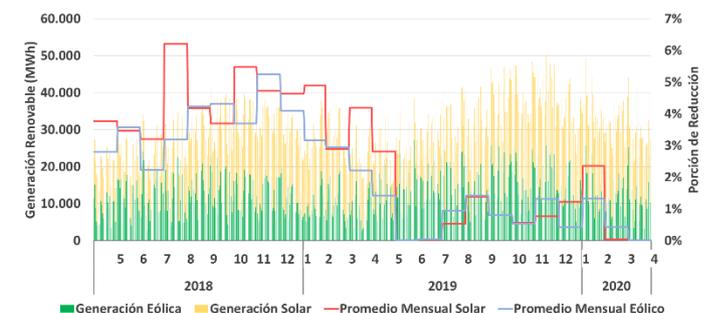


Figura 10: Vertimiento renovable durante el mes de abril (Fuente: CEN).

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE 138 CNE (29-04-2020) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 6.629 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 46,3% corresponde a tecnología solar (3.068 MW), un 25,8% a tecnología eólica (1.711 MW), un 16,4% a tecnología hidráulica (1.089 MW), un 8,5% a tecnología térmica (562 MW), un 2,5% a biomasa (166 MW), y un 0,5% a tecnología geotérmica (33 MW).

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

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

Proyecto	Tecnología	Potencia Neta [MW]	Fecha conexión Systep
Andes Solar II	Solar	80	jun-20
Mocho	Pasada	15	jun-20
Pajonales	Diesel	100	jun-20
Pilar Los Amarillos	Solar	3	jun-20
Prime Los Cóndores	Diesel	100	jun-20
El Pinar	Pasada	11,42	ago-20
Cabo Leones II	Eólica	205,8	sep-20
San Javier Etapa I	Diesel	25	sep-20
USYA	Solar	52,4	sep-20
Aurora	Eólica	129	oct-20
Combarbalá	Diesel	75	oct-20
Quillagua	Solar	100	oct-20
San Javier Etapa II	Diesel	25	oct-20
Llanos Blancos	Diesel	150	nov-20
Santa Isabel Etapa I	Solar	155	nov-20
Tatara (ex Maitencillo)	Diesel	66,9	dic-20
Alfalfal 2	Pasada	264	ene-21
Atacama Solar (fase II)	Solar	150	ene-21
Campos del Sol Sur	Solar	399	ene-21
Cerro Dominador CSP	Solar	110	ene-21
La Huella	Solar	84	ene-21
Las Lajas	Pasada	267	ene-21
Río Escondido	Solar	145	ene-21
Tchamma	Eólica	150,4	ene-21
Cabo Leones III	Eólica	78,1	feb-21
Negrete	Eólica	39	feb-21
Alena	Eólica	84	mar-21
Cerro Tigre	Eólica	184,8	mar-21
Lomas de Duqueco	Eólica	58,8	mar-21
Los Cóndores	Embalse	150	mar-21
Azabache	Solar	63	abr-21
Capricornio Solar	Solar	87,9	abr-21
Cerro Pabellón 3	Geotérmica	28	abr-21
Los Olmos	Eólica	110	abr-21
Malgarida	Solar	190,8	abr-21

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 mayo de 2020, totalizan 12.651 MW con una inversión de MMUS\$ 20.429, mientras que los proyectos aprobados totalizan 53.753 MW con una inversión de MMUS\$ 112.103.

Durante el último mes se aprobaron 14 proyectos solares, con una capacidad total de de 207 MW. Por otro lado, entraron en calificación 84 nuevos proyectos con una capacidad instalada de 1.742 MW, de los cuales se destaca el proyecto Planta Fotovoltaica Tocopilla (227 MW) y el proyecto Parque Candelaria Solar (167 MW).

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

Resumen Sistema Eléctrico Nacional

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Eólico	3.343	3.807	10.430	20.946
Hidráulica	173	485	3.933	6.677
Solar	8.706	12.076	22.573	56.515
Gas Natural	0	0	6.397	6.258
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	129	62	2.758	6.473
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	300	4.000	0	0
Total	12.651	20.429	53.753	112.103

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

Seguimiento regulatorio

Comisión Nacional de Energía

- Tercera Versión del Informe de Avance N°2 del Estudio de Valorización de las Instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional ([ver más](#)).

Ministerio de Energía

- Modificación Decreto Supremo N°114 sobre concesiones de energía geotérmica ([ver más](#)).
- Modificación Decreto Supremo N°327 sobre concesiones eléctricas ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional

- Balance Definitivo de Compensaciones ([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 2020



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales:  

reporte@system.cl

www.system.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@system.cl

Camilo Avilés A. | Líder de Proyectos

caviles@system.cl

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