

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Septiembre 2020

Contenido

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

Portabilidad Eléctrica: Importancia de una correcta implementación

El 9 de septiembre el Gobierno ingresó a la Cámara de Diputados el Proyecto de Ley de Portabilidad Eléctrica¹ que introduce la figura del comercializador, esto es, nuevos agentes distintos a las empresas de distribución podrán competir por suministrar electricidad a los usuarios finales. Así, la autoridad establece que clientes pequeños (hasta 20 kW de potencia conectada) y medianos (entre 20 kW y 5.000 kW) pueden elegir libremente a su suministrador. Estos tendrán además la posibilidad de optar por una tarifa regulada determinada por la autoridad y suministrada por la empresa de distribución (sólo los mayores a 5.000 kW no tendrán esta opción regulada).

El beneficio teórico de su incorporación es el mismo que se espera de mercados competitivos, es decir, que los consumidores reciban el producto que desean, que se incentive la innovación, que disminuyan las barreras de entrada, que aparezcan nuevos servicios y/o productos, que se reduzcan los precios y que se estimule la competencia en el mercado de generación². De estos, los beneficios que deberían medir el éxito de la incorporación del comercializador serían la reducción del precio minorista (producto de más competencia, mayores eficiencias en la contratación, mayor conocimiento de la demanda, etc.) y la aparición de nuevos productos y servicios (contratos por tipo de energía, niveles de interrupción, tarifas dinámicas, servicios empaquetados, entre otros)³.

De esta manera, la portabilidad eléctrica será exitosa en la medida que existan disminuciones reales de la tarifa minorista y aparezcan nuevos productos que se ajusten a la necesidad de la demanda. Es importante señalar que la comercialización a nivel minorista lleva varios años en el mundo y por tanto hay mucho que aprender desde la experiencia internacional. En este sentido, y frente al éxito de la comercialización en el mundo, la experiencia es mixta, con países con niveles de competencia relevante (Reino Unido, Noruega)⁴, países con resultados no tan alentadores (España, Italia)⁵ e incluso con jurisdicciones que teniendo comercializador minorista lo han eliminado². Por tanto, es fundamental aprender de los casos exitosos, estudiando cuidadosamente las condiciones de mercado que lo hicieron posible y también de los no exitosos para evitar cometer los mismos errores.

Respecto a la potencial disminución de precios del mercado minorista, es crucial conocer cómo la autoridad espera incentivar su materialización, toda vez que se incorporan costos adicionales. Uno de estos es el Gestor de Información, entidad independiente encargada de almacenar y administrar la información referente a la medición de consumo, además de disponer en una plataforma única los precios y condiciones ofrecidos por los distintos comercializadores. Este nuevo agente obviamente dota de mayor transparencia al mercado y provee un mayor dinamismo en el acceso oportuno a la información. No obstante, implica un costo adicional que deberá pagar el usuario final (costo eventualmente duplicado si se considera que las distribuidoras deberán seguir

administrando la información de sus clientes para sus tareas de planificación, mantenimiento y operación de la red), por lo que este costo extra debe ser menor a los beneficios que traerá al sistema. Este tipo de análisis no es novedad para nuestro sector, por ejemplo, cuando se decidió y se mostró cuantitativamente que holguras (sobrecostos) en el sistema de transmisión traían beneficios en el mercado de generación (energía más barata).

Otro elemento que podría significar un costo adicional es la forma en que se pagará la energía que se contrate para garantizar que los clientes pequeños y medianos tengan acceso a la tarifa regulada. En efecto, el proyecto de ley indica que se debe licitar al menos la energía necesaria para el suministro de clientes pequeños más la energía de clientes medianos que optaron por tarifa regulada. Dado que estos clientes (hasta 5.000 kW) tienen la posibilidad de traspasarse a régimen libre, habría un riesgo de demanda relevante para los generadores que participen de estas licitaciones, razón por la cual el proyecto de ley establece un eventual monto de energía mínima (no definido aún) que se pagará a todo evento (*take or pay*). Esto significa que sería el usuario final (pequeños y medianos) quien se haría cargo de pagar dicha energía mínima independiente de si emigró a un régimen de tarifa libre, lo que representaría un costo adicional para dicho consumidor.

Es importante señalar que uno de los aprendizajes a nivel internacional es que la existencia de una tarifa regulada en un contexto de competencia minorista distorsiona el correcto funcionamiento del mercado ya que, a través de ella, la autoridad disciplinará al mercado evitando que éste pueda llegar a un equilibrio producto de la libre interacción de los agentes. De hecho, el paquete de energía limpia de la comunidad europea, indica que los precios minoristas deben estar libres de la intervención gubernamental y que sólo se permitirá la regulación de precios específicos durante un período de transición para ayudar a los consumidores vulnerables³.

La autoridad debe sopesar la distorsión que provoca la existencia de una tarifa regulada y el legítimo interés de proteger a los usuarios pequeños y medianos. Tal vez un punto intermedio, que vale la pena discutir, es dejar con la opción de tarifa regulada solo a los clientes pequeños (en España es sólo hasta 10 kW⁵) con lo cual el riesgo de demanda cae para el generador (hay abundante evidencia que muestra que los clientes domésticos son los que menos se cambian). Consecuentemente los pagos por energía mínima serían menores y no se distorsionaría la competencia para el resto de los agentes que sí son más activos y que por tanto ayudarán a la competencia.

La comercialización es sin lugar a duda una buena idea, pero si se quiere desarrollar en forma óptima es vital dimensionar los costos de su incorporación (evitando sobrecostos innecesarios) de tal manera que sean mucho menores que sus potenciales beneficios, y para ello es clave discutir y analizar largamente su correcta implementación.

¹ <https://www.camara.cl/verDoc.aspx?pmID=14109&pmTIPO=INICIATIVA>

² C. Defeuille, "Retail competition in electricity markets," Energy Policy, vol. 37, no. 2, pp. 377-386, 2009.

³ M. J. Morey and L. D. Kirsch, "Retail Choice in Electricity: What Have We Learned in 20 Years?" Christensen Associates Energy Consulting LLC, 2016

⁴ Council of European Energy Regulators, "Monitoring report on the performance of European retail markets in 2018", November 2019

⁵ Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo. España.

Análisis de operación

Generación

En el mes de agosto la generación total del SEN fue de 6.458 GWh/mes, un 0,3% inferior a julio de 2020 (6.477 GWh/mes) y un 2,1% inferior a julio 2019 (6.595 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación de embalse, pasada, y carbón disminuyó un 9,8 %, 13,2 % y 16,5 % en relación con el agosto 2019. En contraste, la participación de la generación mediante energía eólica, solar, gas y diésel aumentó en un 17,3%, 14,1%, 29,1% y 145,7% respectivamente en relación con agosto 2019 (Ver figura 1).

Durante agosto estuvieron en mantenimiento mayor la unidad de pasada: Alfalfal, Chacayes, Cipreses y Antuco (1, 16, 13 y 8 días respectivamente); las centrales hidráulicas de embalse: El Toro y Pangué (7, 2 días respectivamente); la central de carbón Norgener NTO2 (un día); la central de gas Nehuenco 2 y San Isidro 1 (2 días cada una) y, por último, la unidad diésel Nehuenco 9B (5 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de agosto, la potencia máxima generada fue de 10.380 MW el día 18, y la mínima fue de 6.869 MW el día 9. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de agosto, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

De forma similar al mes de julio, la energía embalsada en el SEN no superó los niveles de agosto del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 50% del promedio mensual entre los años 1994 y 2019 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2020/2021 (agosto de 2020), el nivel de excedencia observado es igual a 97%, es decir, se ubica en el 3% 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

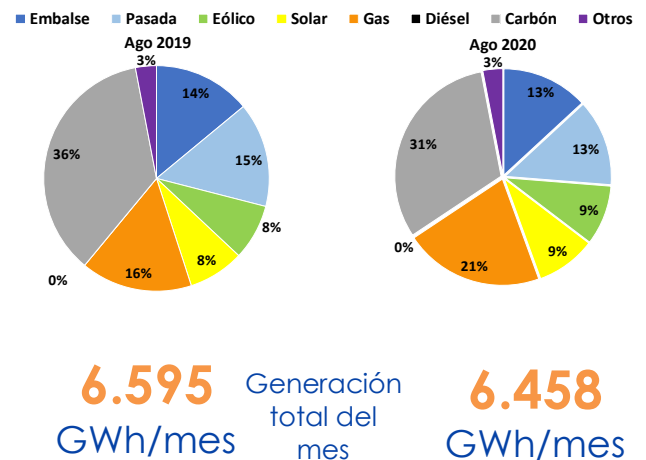


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



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

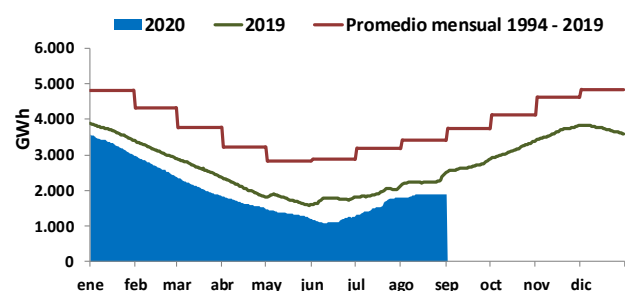


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En agosto 2020 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 30,4 US\$/MWh, lo cual registró una disminución de 3,7% con respecto a julio del mismo año (31,6US\$/MWh), y una disminución de 40% respecto a agosto de 2019 (50,6 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 agosto de 2020 fue de 31,5 US\$/MWh, lo cual no reflejó variaciones de 0% con respecto a julio del mismo año (31,5 US\$/MWh), y una disminución de 39,7 % respecto a agosto de 2019 (52,3 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 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 6). El total de desacoples del SEN fue de 403 horas.

Los tramos con mayores desacoples fueron: Quillota 110 – San Pedro 110 (32 eventos), Itahue 220 – Itahue 154 (13 eventos), Polpaico 500 - N. Pan de Azúcar 500 (18 eventos) y D.Almagro 220 – Cachiyual 220 (17 eventos), Cumbres 500 – Los Changos 500 (9 eventos) con un desacople promedio de 2 US\$/MWh, 18,4 US\$/MWh, 26,9 US\$/MWh, 4,9 US\$/MWh y 3,7 US\$/MWh respectivamente.

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

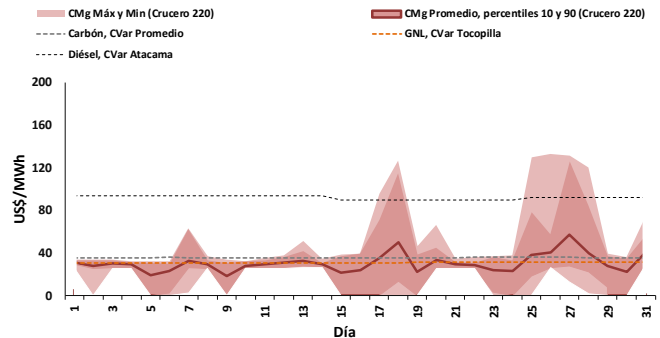


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de agosto para Crucero 220 (Fuente: CEN)

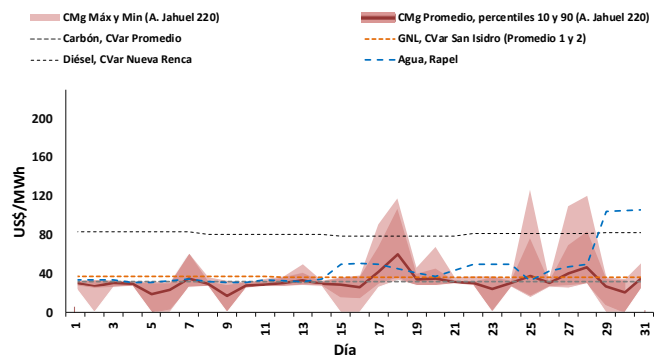


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de agosto para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

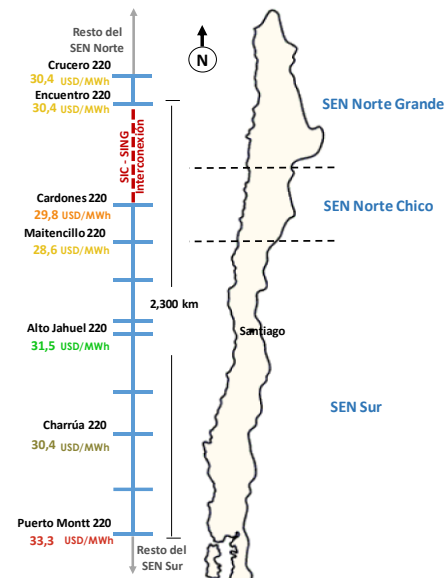


Figura 6: Costo marginal promedio de agosto en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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
QUILLOTA 110-S.PEDRO 110	141	2,0	MULCHEN 220-CAUTIN 220	32,4	81,0
POLPAICO 500-N.P.AZUCAR 500	84	18,4	ARICA 110-ARICA 066	25,2	92,5
D.ALMAORO 220-CACHUYAL 220	62	26,9	MAITENCILLO 220-DON HECTOR	9,8	14,3
CUMBRES 500-L.CHANGOS 500	20	4,9	NIRIVILO 066-CONSTIT. 066	3,5	175,7
N.MAITENCILLO 500-N.CARDONES SI	21	3,7	ITAHUE 220-ITAHUE 154	2,3	29,1

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

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

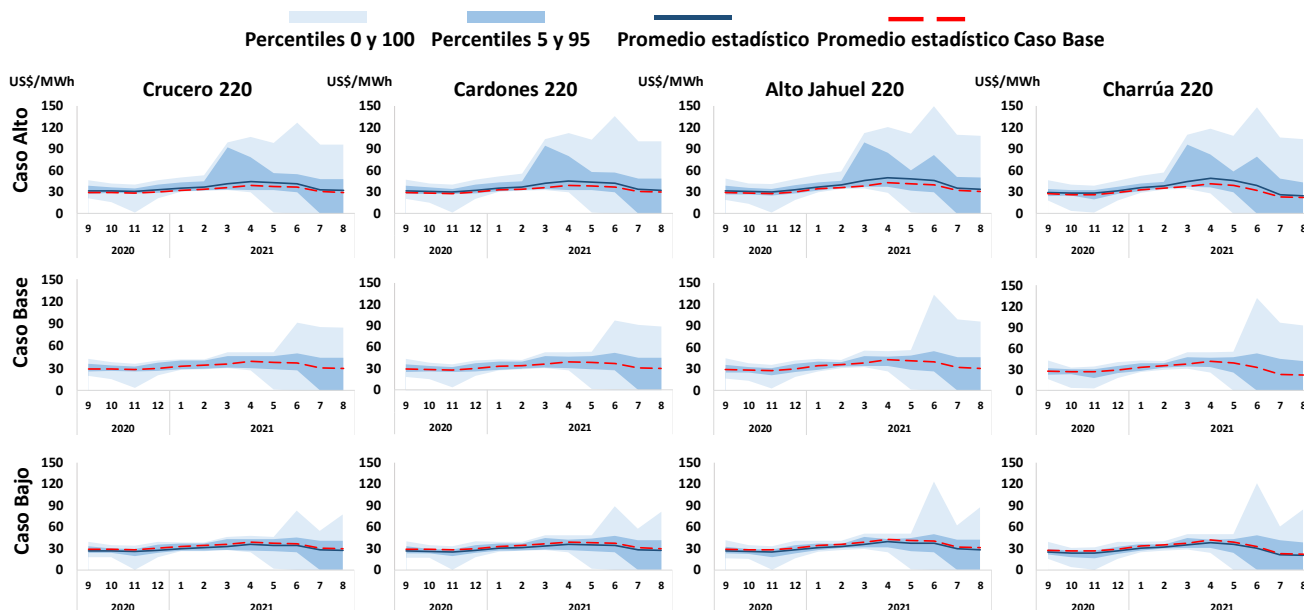


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

Dada la actual contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera una contracción total de 0,2% para el año 2020 respecto del año 2019. 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 Gas, 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)		0.5%	0.5%	0.5%
	2020 (Proyectada)		-0.2%	-0.2%	-0.2%
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	64.5	71.7	78.8
		Angamos	56.6	62.9	69.2
		Guacolda (promedio)	55.2	61.3	67.4
		Andina	56.2	62.5	68.7
		Hornitos	55.1	61.2	67.4
		Norgener	57.8	64.2	70.6
		N. Ventanas	61.8	68.7	75.6
	Diesel US\$/Bbl	Quintero	50.3	55.8	61.4
		Mejillones	39.7	44.1	48.5
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro 1	5.1	5.7	6.3
		San Isidro 2	5.1	5.7	6.3
		Nehuenco 1	5.9	6.6	7.3
		Nehuenco 2	5.9	6.6	7.3
		Mejillones CTMB	3.0	3.3	3.7
		Nueva Renca	5.4	6.0	6.6
		U16	4.3	4.8	5.3
		Kelar	7.8	8.7	9.6

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 5390 MW de nueva capacidad, de los cuales 2563 MW son solares, 1902 MW son eólicos, 28 son geotérmicos, 313 MW hidráulicos y 584 MW térmicos.

En los gráficos de la **Figura 7**, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep, en el cual se destacan distintos percentiles que revelan el efecto de considerar simultáneamente, tanto la variabilidad hidrológica como los distintos niveles de demanda que pueden ocurrir durante los meses.

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

Análisis por empresa

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

En agosto, Enel Generación elevó su generación hidráulica y carbón, y redujo la participación GNL. Por su parte, Colbún redujo su generación de carbón, GNL e hidráulica. Por otro lado, AES Gener, aumentó su generación de carbón. Engie redujo su aporte en base a carbón y GNL, pero aumentó su participación en gas natural. Por último, Tamakaya aumentó su producción térmica de gas.

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

Enel Chile

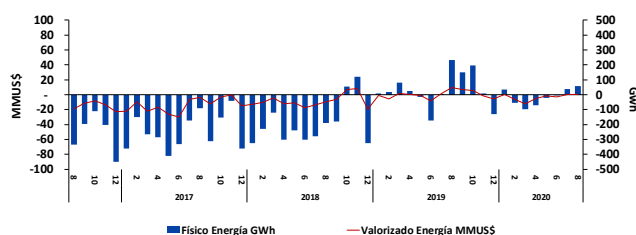
Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2019	Jul 2020	Ago 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	344	212	190
Gas Natural	318	27	19
GNL	41	357	448
Hidro	1.067	928	830
Solar	88	72	78
Eólico	167	132	184
Getérmica	15	12	17
Total	2.041	1.740	1.765

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

Costos variables promedio (US\$/MWh)		
	Jul 2020	Ago 2020
Central		
Bocamina (prom. I y II)	33,3	31,0
San Isidro GNL (prom. I y II)	37,4	37,2
Taltal Diesel	108,9	121,9
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	79,5	88,7

Valor del Agua promedio (US\$/MWh)		
	Jul 2020	Ago 2020
Central		
Embalse Ralco	44,6	32,4

Transferencias de Energía agosto 2020	
Total Generación (GWh)	1.765
Total Retiros (GWh)	1.708
Transf. Físicas (GWh)	57
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1



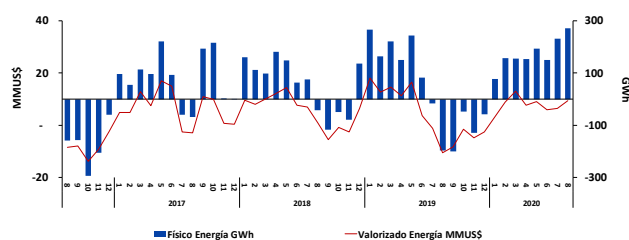
Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2019	Jul 2020	Ago 2020
Diésel	0	1	3
Carbón	0	171	187
Gas Natural	0	0	0
GNL	297	453	493
Hidro	485	528	515
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	782	1.152	1.198

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
	Jul 2020	Ago 2020
Central		
Santa María	31,7	29,8
Nehuenco GNL (prom. I y II)	25,2	25,2
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	70,5	73,7

Valor del Agua promedio (US\$/MWh)		
	Jul 2020	Ago 2020
Central		
Embalse Colbún	34,3	33,0

Transferencias de Energía agosto 2020	
Total Generación (GWh)	1.198
Total Retiros (GWh)	926
Transf. Físicas (GWh)	272
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	9



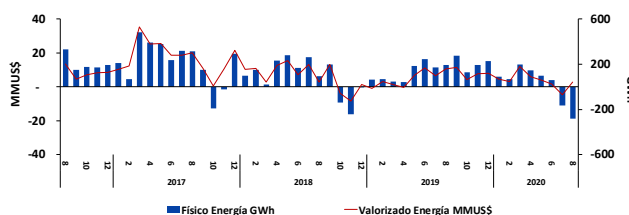
AES Gener

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2019	Jul 2020	Ago 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	1.706	1.411	1.297
Gas Natural	2	1	1
GNL	0	0	0
Hidro	56	48	49
Solar	6	13	16
Eólico	0	0	0
Otro	0	0	0
Total	1.770	1.472	1.364

*Incluye Guacolda, Cochrane y Angamos, entre otras.

Costos variables promedio (US\$/MWh)		
	Jul 2020	Ago 2020
Central		
Ventanas prom. (prom. I y II)	39,8	39,9
N. Ventanas y Campiche	31,1	31,1
Angamos (prom. 1 y 2)	25,6	25,4
Guacolda III	27,7	28,0
Norgener (prom. 1 y 2)	30,8	30,6

Transferencias de Energía agosto 2020	
Total Generación (GWh)	1.364
Total Retiros (GWh)	1.644
Transf. Físicas (GWh)	-280
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	3



Análisis por empresa

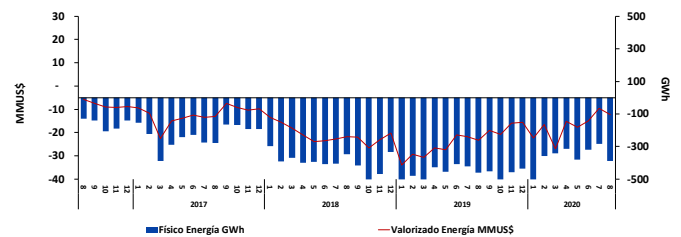
Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ago 2019	Jul 2020	Ago 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	307	398	327
Gas Natural	159	151	138
GNL	63	113	88
Hidro	18	22	15
Solar	11	11	12
Eólico	11	7	11
Total	570	702	591

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Jul 2020	Ago 2020
Central	29,9	29,6
Andina Carbón	47,0	46,8
Tocopilla GNL	30,2	30,5

Transferencias de Energía agosto 2020	
Total Generación (GWh)	591
Total Retiros (GWh)	979
Transf. Físicas (GWh)	-388
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-12

*Considera Andina, Hornitos, Los Loros y Monte Redondo

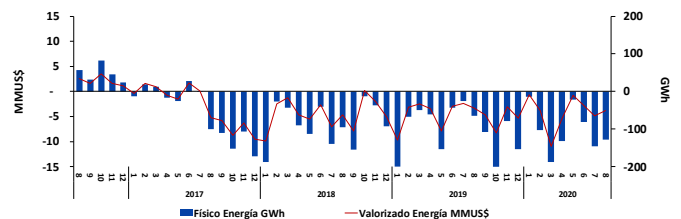


Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ago 2019	Jul 2020	Ago 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	329	277	288
GNL	164	138	144
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	493	415	431

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)	
	Jul 2020	Ago 2020
Central	60,6	61,3
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	60,6	61,3

Transferencias de Energía agosto 2020	
Total Generación (GWh)	144
Total Retiros (GWh)	272
Transf. Físicas (GWh)	-128
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-4



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

Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a agosto de 2020, es de 87,6 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de suministro (ver Tabla 3).

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

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

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

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

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos* US\$/MWh	Energía Contratada año 2020 GWh
ENDESA	81,3	16.705
COLBUN	91,8	4.850
PANGUIPULLU	125,0	565
Empresa Eléctrica Carén S.A.	118,9	85
Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	122,6	60
Chungungo S.A.	96,3	190
Energía Cerro El Morado S.A.	126,1	40
SPV P4 S.A.	106,3	20
M. REDONDO	114,6	303
D. ALMAGRO	120,8	220
PUNTILLA	122,3	83
AES GENER	79,0	5.601
GUACOLDA	66,4	900
PUYEHUE	97,7	160
E-CL	91,7	7.570
San Juan SpA.	111,0	420
Pelumpén S.A.	88,5	380
Santiago Solar S.A.	86,4	120
ACCIONA	102,8	600
Aela Generación S.A.	82,9	768
Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	105,3	39
Iberrola Cabo Leones I S.A.	97,0	195
SCB II SpA	73,4	88
Amunche Solar SpA	70,4	110
El Campesino	93,0	4.000
Abengoa	124,2	950
Norvind	122,5	50
Precio Medio de Licitación	87,6	45.070

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 8/2020, ponderado por energía contratada del año 2020

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos* US\$/MWh	Energía Contratada año 2020 GWh
Enel Distribución	73,5	16.316
Chilquinta	94,3	3.481
CGE Distribución	101,7	13.024
Conafe	97,7	2.392
SAESA*	98,3	4.312
Precio Medio Muestra	88,8	39.526

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a julio de 2020, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.789 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 463 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante julio fue igual a 1.241 GWh, es decir, se superó en un 168 % la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 38,3,0% (475 GWh) seguido por el aporte eólico con un 35% (434 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 17%, 8% y 0,9% respectivamente (219, 101 y 11 GWh respectivamente).

Durante agosto, se registraron 40 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento considerable con respecto a julio 2020 (0,6 GWh) y un aumento de 367% con respecto a agosto de 2020 (8,6 GWh), ver Figura 9.

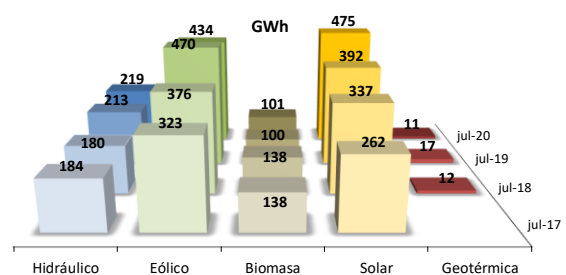


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

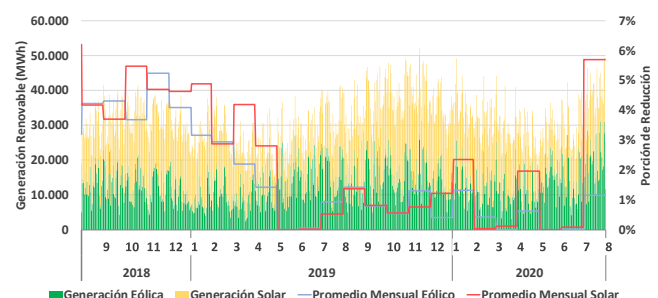


Figura 9: Vertimiento renovable durante el mes de agosto (Fuente: CEN).

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-330 CNE (28-08-2020) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 7.139 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 45,5% corresponde a tecnología solar (3.246 MW), un 29,3% a tecnología eólica (2.090 MW), un 15,7% a tecnología hidráulica (1.120 MW), un 6,8% a tecnología térmica (484 MW), un 2,3% 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	ago-20
Tolpán Sur	Eólica	84	sep-20
Loma Los Colorados Solar	Solar	1.1	sep-20
Mocho	Pasada	15	sep-20
Aconcagua	Gas	42	sep-20
Pajonales	Diesel	100	sep-20
USYA	Solar	52.4	sep-20
Pilar Los Amarillos	Solar	3	oct-20
Prime Los Cóndores	Diesel	100	oct-20
Cabo Leones II	Eólica	205.8	oct-20
Aurora	Eólica	129	oct-20
Parque Solar San Pedro	Solar	106	oct-20
Combarbalá	Diesel	75	nov-20
San Javier Etapa I	Diesel	25	nov-20
San Javier Etapa II	Diesel	25	nov-20
Santa Isabel Etapa I	Solar	155	nov-20
Llanos Blancos	Diesel	150	dic-20
Quillagua	Solar	100	ene-21
Atacama Solar (fase II)	Solar	150	ene-21
Campos del Sol Sur	Solar	399.0	ene-21
Cerro Dominador CSP	Solar	110	ene-21
La Huella	Solar	84	ene-21
Digua	Pasada	20	ene-21
Alena	Eólica	84	ene-21
El Pinar	Pasada	11.42	feb-21
Río Escondido	Solar	145	feb-21
Cabo Leones III	Eólica	78.1	feb-21
Negrete	Eólica	39	feb-21
Lomas de Duqueco	Eólica	58.8	abr-21
Azabache	Solar	63	abr-21
Cerro Pabellón 3	Geotérmica	28	abr-21
Malgarida	Solar	190.8	abr-21
La Estrella	Eólica	50	abr-21
Cabo Leones I (fase II)	Eólica	60	may-21
Domeyko	Solar	186.2	may-21
Finis Terrae Extensión	Solar	169	may-21
Capricornio Solar	Solar	87.9	jun-21
Tatara (ex Maitencillo)	Diesel	66.9	jul-21
Las Lajas	Pasada	267	jul-21
Tchamma	Eólica	150.4	jul-21
Cerro Tigre	Eólica	184.8	jul-21
Cerro Tigre	Eólica	184.8	jul-21
Las Viñas (complejo Renaico II)	Eólica	58.65	jul-21
Mesamávida	Eólica	67	jul-21
Puelche (complejo Renaico II)	Eólica	85	jul-21
Sol de los Andes	Solar	89.4	jul-21
Sol de Lila	Solar	161.3	jul-21
Sol del Desierto	Solar	230	jul-21
Malleco	Eólica	273	jul-21
Los Olmos	Eólica	110	ago-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 agosto de 2020, totalizan 12.560 MW con una inversión de MMUS\$ 19.546, mientras que los proyectos aprobados totalizan 55.045 MW con una inversión de MMUS\$ 114.315.

Durante el último mes se aprobaron 18 proyectos solares, con una capacidad total de 512,8 MW. Por otro lado, entraron en calificación 15 nuevos proyectos con una capacidad instalada de 1171 MW, de los cuales se destaca el proyecto híbrido eólico (350 MW) y solar (512 mw) Parque Terra Energía Renovable.

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

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Eólico	4.061	4.936	10.447	20.963
Hidráulica	173	447	3.933	6.677
Solar	7.896	10.102	23.848	58.710
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	12.560	19.546	55.045	114.315

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

Seguimiento regulatorio

Ministerio de Energía

- Ingresa a la Cámara de Diputados el Proyecto de Ley sobre Portabilidad Eléctrica ([ver tramitación](#), [ver documento](#)).
- Se publica en el Diario Oficial el DS 57 sobre Generación Distribuida para Autoconsumo ([ver más](#)).
- Ingresa a Contraloría el Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas generadoras establecidas en la LGSE ([ver más](#)).

Comisión Nacional de Energía

- Se publica RE° 348 Sobre Licitaciones de Suministro para Clientes Regulados ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional

- Informe definitivo de Servicios Complementarios 2020 ([ver más](#)).

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

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

www.systep.cl

Septiembre 2020



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales:  

reporte@systep.cl

www.systep.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@systep.cl

Camilo Avilés A. | Líder de Proyectos

caviles@systep.cl

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