

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Septiembre 2019

Contenido

Editorial	2
Análisis de operación	3
Generación	3
Hidrología	3
Costos Marginales	4
Proyección de costos marginales Systep	5
Análisis por empresa	6
Suministro a clientes regulados	7
Energías Renovables No Convencionales	8
Expansión del Sistema	9
Proyectos en SEIA	10
Seguimiento regulatorio	11

Sistemas de transmisión: medidas de corto plazo más allá de la planificación centralizada

Existe consenso entre los diferentes actores del mercado eléctrico en la necesidad de perfeccionar ciertos aspectos de la Ley de Transmisión. El acceso abierto, la planificación, la valorización y la remuneración son los cuatro ejes temáticos considerados por el Ministerio de Energía para modificar ciertos aspectos de la normativa vigente desde el 2016. En el contexto de la planificación centralizada, se anticipa que llevar a cabo los proyectos del plan anual de expansión de la transmisión tomará demasiado tiempo. Otros temas importantes en discusión son la reducción de los tiempos en los procesos de tramitación de servidumbres y agilizar los procesos de conexión de la infraestructura de transmisión. Si bien las modificaciones a la Ley de Transmisión podrán resolver algunos aspectos esenciales de esta última, es necesario explorar y anticipar soluciones prácticas a problemas inminentes de falta de capacidad, que aquí se exponen.

La progresiva inserción de Energía Renovable Variable (ERV¹) deberá estar acompañada de obras de expansión en el sistema de transmisión, con el fin de evitar el vertimiento de energía. Esto será necesario a medida que las líneas de transmisión vean sobrepasadas sus capacidades operacionales. Anualmente, la Comisión publica el plan de expansión de transmisión, considerando, entre otros, el plan preliminar que publica el Coordinador. Éste contiene las obras de transmisión que permitirán mantener el equilibrio generación-demanda de largo plazo, reduciendo la congestión del sistema.

La experiencia ha demostrado que los tiempos de construcción de proyectos de generación ERV son más cortos que los de puesta en servicio de los proyectos de transmisión decretados por la autoridad. Básicamente porque estos últimos pueden verse afectados por retrasos provocados por factores socio-ambientales externos, lo cual redundará en la aparición de congestiones en el sistema de transmisión.

Cuando esto ocurre, el Coordinador recurre a medidas operacionales planificadas para reducir el efecto negativo de las congestiones. Con todo, su alcance es limitado e insuficiente para obtener un mayor aprovechamiento de los recursos renovables disponibles en el país. Son ejemplos de medidas operacionales las siguientes:

- Recomendación por parte del Coordinador de la apertura de corredor en 220 kV, operando en paralelo con corredor en 500 kV, especialmente durante las horas de día y maximizando la inserción de ERV's².
- Revisar la forma en la que se aplica el criterio N-1 a la operación de sistemas enmallados. Actualmente es práctica usual que las limitaciones operativas de las líneas de transmisión de doble circuito estén definidas por la capacidad nominal de uno de sus circuitos. Esto sin considerar el respaldo adicional que puede prestar el enmallamiento paralelo

existente en el corredor de transmisión al cual pertenece la línea.

Con todo, la experiencia práctica indica que los proyectos de generación tienen tiempos de implementación y puesta en servicio más rápidos que los proyectos de transmisión, razón por la cual parece recomendable que en el corto plazo se incorporen medidas de flexibilidad operacional en transmisión, que permitan incrementar el uso de las capacidades de la red, mientras no se materialicen las obras de transmisión. Medidas posibles son inversiones en sistemas de control y automatismos aplicados a transmisión.

La instalación de sistemas de control de transferencia (e.a EDAG³, ERAG⁴, DLR⁵, etc.) es de bajo costo y de rápida implementación (cercana a un año) en comparación a la expansión de la transmisión (5 a 10 años). Estos sistemas son proyectos rentables y de carácter transitorio, pues sus beneficios se extinguen luego de la incorporación de los nuevos proyectos de transmisión. Su implementación trae beneficios tanto a nivel sistémico (reducción de costos de operación sistémicos) como a nivel privado para aquellos generadores que puedan incrementar su despacho o mejorar su balance comercial.

Para favorecer la celeridad en la incorporación de los sistemas y aprovechar sus beneficios de corto plazo en nuestra opinión debe trabajarse en lo siguiente:

- Fomentar que los actores generadores que estén interesados en este tipo de proyectos presenten para aprobación del Coordinador los estudios necesarios que demuestren el beneficio económico operacional para el sistema, así como, el cumplimiento de las condiciones de seguridad y calidad de servicio operacional establecidas en la normativa.
- Como los beneficios por la implementación de estos sistemas son recogidos en parte importante por los interesados, deberían ser estos mismos quienes financien la inversión y costos operacionales de esta infraestructura.

Finalmente, se debe recordar que las medidas operacionales que pueda implementar el Coordinador o las iniciativas de esquemas de control aplicados a transmisión que permitan operar los activos de transmisión existentes a un nivel mayor al actual, son medidas de corto plazo que son útiles mientras no se pongan en servicio las nuevas obras de infraestructura de transmisión. Sigue siendo la expansión de transmisión de largo plazo la solución definitiva del problema, la cual es el resultado de un proceso de planificación e implementación de obras que en la práctica ha demostrado ser lento, dificultoso y complejo, y el cual debe ser mejorado para cumplir con las necesidades del mercado eléctrico nacional.

³ EDAG: Esquema de Desconexión Automática de generación. En particular, el EDAG de Guacolda fue muy útil durante varios años, y permitió gestionar los retrasos en la puesta en servicio de la línea de ISA.

⁴ ERAG: Esquema de Reducción Automática de Generación.

⁵ DLR: Capacidad de transmisión dinámica, utilizado para definir distintos límites de transmisión según condiciones ambientales de las líneas. El Coordinador ya sugirió a desarrolladores de proyectos de generación la implementación de un DLR en la zona de Charrúa - Los Ángeles.

¹ 4.837 MW de ERNC comprometidos en las últimas 4 licitaciones.

² <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/05/Informe-Resumen-Estudio-de-un-SCT-ZN-del-SEN-30-04-19.pdf>

Análisis de operación

Generación

En el mes de agosto la generación total del SEN fue de 6.596 GWh/mes, un 1,7% menor a julio de 2019 (6.707 GWh/mes) y un 2,2% mayor que agosto de 2018 (6.455 GWh/mes).

La participación de la generación solar, eólica y en base a hidroelectricidad, aumentó en un 27%, 10% y 23% respectivamente, con respecto al mes anterior. En contraste, la participación de la generación a carbón, gas y diésel disminuyó en un 6%, 31,3% y 2,1% respectivamente, en relación con el mes de julio (ver Figura 1).

Durante agosto estuvieron en mantenimiento las unidades Antuco (31 días), Nueva Renca (Gas Arg-30 días) Andina-CTA (23 días), Cochrane-CCH1 (19 días), Canutillar (16 días), Quintero 1B (Diésel, Gas Arg, GNL, 10 días), Guacolda U4 (8 días) y Cochrane-CCH2 (7 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de agosto, la potencia máxima generada fue de 10.341 MW el día 19, la mínima fue de 7.184 MW el día 25 y el promedio fue de 8.865 MW. 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

Al igual que en el mes de julio de 2019, durante agosto 2019 la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. No obstante, se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 65% del promedio mensual entre los años 1994 y 2018 (ver Figura 6). En lo que va del año hidrológico 2019/2020 (agosto de 2019), el nivel de excedencia observado es igual a 83%, es decir, se ubica entre el 17% 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 SIC-SING.

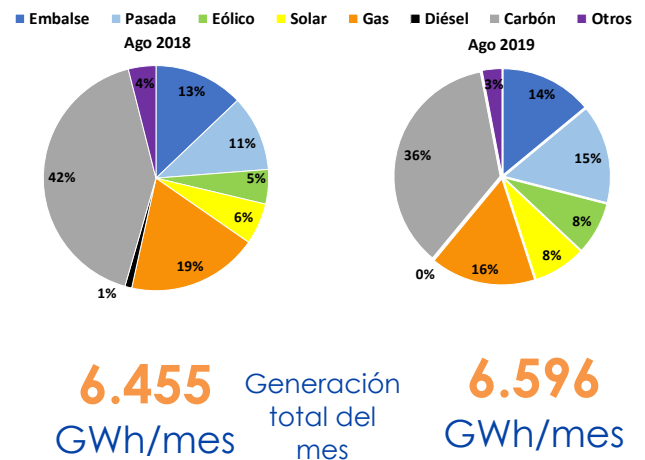
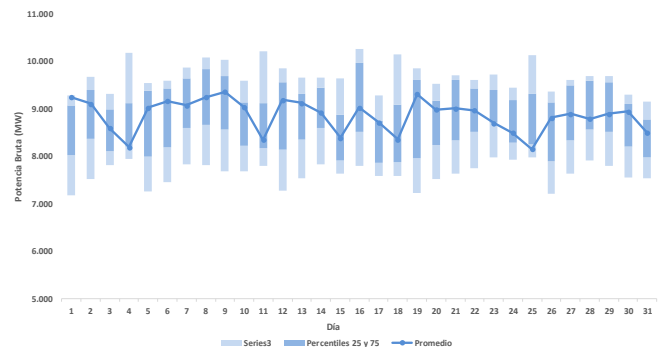


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Potencia máxima mes

10.341 MW

Potencia mínima mes

7.184 MW

Figura 2: Generación bruta del SEN agosto 2019 (Fuente: CEN)

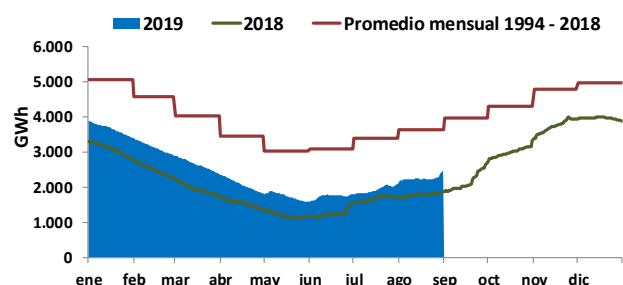


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En agosto el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 50,6 US\$/MWh, lo cual es un 8,6% mayor al costo de julio de 2019 (46,64 US\$/MWh), y un 15,13% menor respecto a agosto de 2018 (59,67 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel y en demanda baja principalmente por el valor del gas, observándose máximos por sobre los 66 US\$/MWh (ver Figura 3).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 en agosto de 2019 fue de 52,38 US\$/MWh, lo cual es un 4,89% mayor con respecto a julio del mismo año (49,94 US\$/MWh) y un 37,69% menor con respecto a agosto de 2018 (84,06 US\$/MWh). Estos costos estuvieron fuertemente determinados por el valor del gas en demanda baja y por el valor del agua y del diésel en demanda alta (ver Figura 4).

Durante agosto 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 del sistema (ver Figura 5). El total de desacoples del SEN fue de 565 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron N. Maitencillo 500 – N. Maitencillo 220 (5 eventos), Itahue 220 – Itahue 154 (5 eventos), L. Changos 500 – L. Changos 220 (3 eventos), Cumbres 500 – L. Changos 500 (2 eventos) con un desacople promedio de 18,2 US\$/MWh, 5,4 US\$/MWh, 15,5 US\$/MWh, y 7,9 US\$/MWh, respectivamente.

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

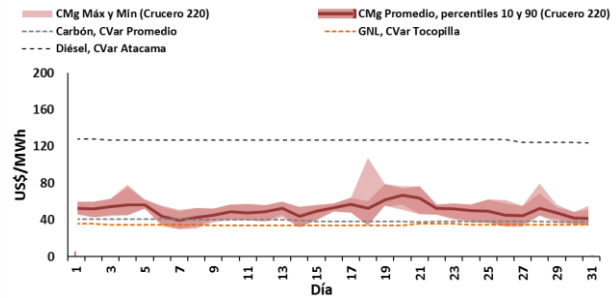


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de agosto para Crucero 220 (Fuente: CEN)

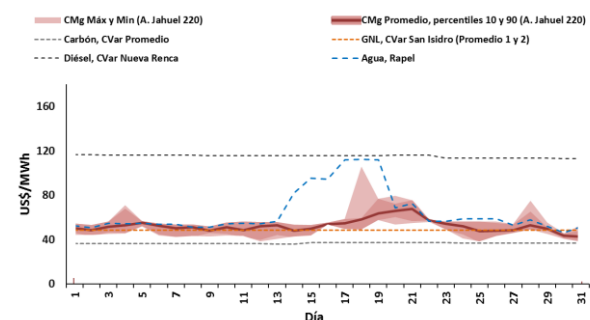


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de agosto para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

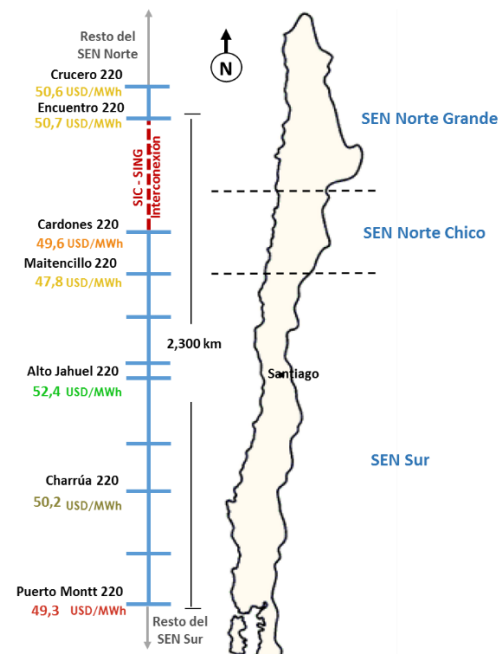


Figura 6: Costo marginal promedio de agosto en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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
N.MAITENCILLO 500-N.MAITENCILLO 220	82	18,2	N.PAJUCAR 500 - N.PAJUCAR 220	14	45,4
ITAHUE 220 - ITAHUE 154	43	5,4	ELARRAYAN 220 - DON_GOTO 220	13	18,4
L.CHANGOS 500 - L.CHANGOS 220	34	15,5	D.ALMAGRO 220 - CACHUYAL 220	11	28,0
CUMBRES 500 - L.CHANGOS 500	17	7,9	CAUTIN 220 - TAP_RIOTOLLEN 220	6	8,3
POLPAICO 500 - N.PAJUCAR 500	14	17,0	PAZUCAR 220 - ELARRAYAN 220	4	63,5

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

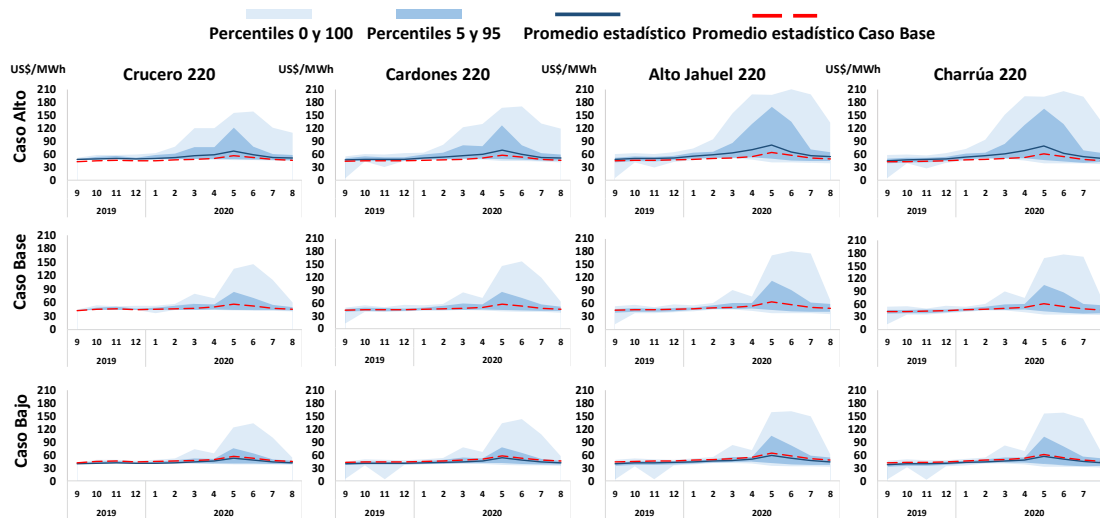


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

Conforme a la información publicada en los últimos informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de costos marginales a 12 meses. 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 GNL igual o mayor al proyectado por el CEN; **Caso Bajo** que considera una alta generación GNL 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	2018 (Real)		2.9%	2.9%	2.9%
	2019 (Proyectada)		3.0%	3.0%	3.0%
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	96.5	107.2	117.9
		Angamos	93.2	103.6	114.0
		Tocopilla	100.0	111.1	122.3
		Andina	92.8	103.1	113.4
		Hornitos	92.3	102.5	112.8
		Norgener	95.0	105.5	116.1
		Tarapacá	92.9	103.3	113.6
		N. Ventanas	98.7	109.6	120.6
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	Quintero	77.9	86.6	95.2
		Mejillones	61.3	68.1	74.9
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro	6.6	7.3	8.0
		Nehuenco	7.0	7.8	8.5
		Nueva Renca	5.3	5.9	6.4
		Mejillones, Tocopilla	4.6	5.1	5.6
		Kelar	9.2	10.2	11.3

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 820 MW de nueva capacidad, de los cuales 52 MW son solares, 183 MW eólicos, 110 MW de termosolar y 475 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, de acuerdo con su operación en el SEN.

En agosto, Enel Chile aumentó su generación hidráulica y solar, pero disminuyó en cuanto a carbón y gas. Por otro lado, AES Gener disminuyó su generación en base a carbón con respecto al mes anterior. Colbún aumentó su generación hidráulica, pero disminuyó su generación en base a gas natural. Engie aumentó su generación a carbón, pero disminuyó su generación en base a Gas Natural e hidráulica. Finalmente, Tamakaya no generó energía durante agosto de 2019.

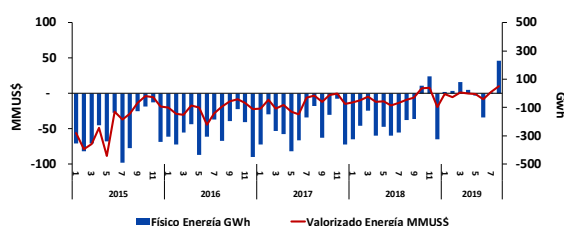
En agosto, las empresas Tamakaya, Colbún y Engie fueron deficitarias, mientras que AES Gener y Enel Generación fueron excedentarias.

Enel Chile

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2018	Jul 2019	Ago 2019
Diésel	14	0	0
Carbón	334	373	344
Gas Natural	498	356	56
Hidro	801	765	1.067
Solar	82	71	88
Eólico	135	171	167
Total	1.863	1.736	1.723

*Incluye EGP, Gasatagama y Pehuenche.

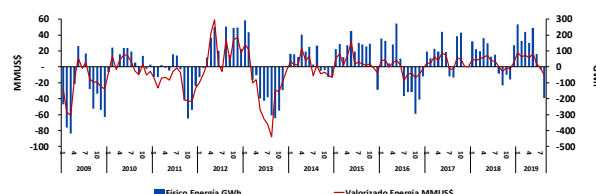
Costos variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Jul 2019	Ago 2019
Bocamina (prom. I y II)	40,1	38,2
San Isidro GNL (prom. I y II)	56,1	48,2
Taltal Diesel	184,8	181,1
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	137,1	131,1
Celta Carbón (CTAR)	39,7	39,0
Transferencias de Energía agosto 2019		
Total Generación (GWh)	1.723	
Total Retiros (GWh)	1.491	
Transf. Físicas (GWh)	232	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10	



Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2018	Jul 2019	Ago 2019
Diésel	20	0	0
Carbón	255	198	0
Gas Natural	337	376	297
Hidro	389	418	485
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	1.002	993	782

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Jul 2019	Ago 2019
Santa María	38,8	38,1
Nehuenko GNL (prom. I y II)	57,8	54,1
Nehuenko Diesel (prom. I y II)	110,4	107,5
Transferencias de Energía agosto 2019		
Total Generación (GWh)	782	
Total Retiros (GWh)	978	
Transf. Físicas (GWh)	-197	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-11	

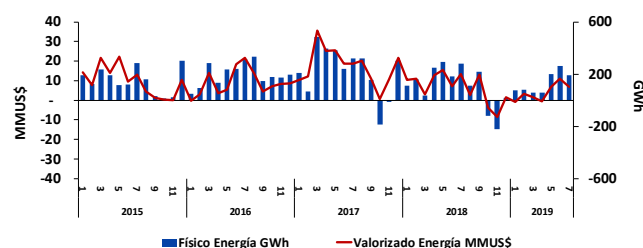


AES Gener

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2018	Jul 2019	Ago 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	1.683	1.737	1.706
Gas Natural	0	2	2
Hidro	58	61	56
Solar	5	5	6
Eólico	0	0	0
Otro	4	0	0
Total	1.750	1.805	1.770

*Incluye Guacolda, Cochrane y Angamos, entre otras.

Costos variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Jul 2019	Ago 2019
Ventanas prom. (prom. I y II)	57,9	48,7
N. Ventanas y Campiche	46,6	46,6
Angamos (prom. 1 y 2)	37,3	37,0
Guacolda III	34,2	29,1
Norgener (prom. 1 y 2)	33,0	31,8
Transferencias de Energía agosto 2019		
Total Generación (GWh)	1.770	
Total Retiros (GWh)	1.559	
Transf. Físicas (GWh)	211	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10,56	



Análisis por empresa

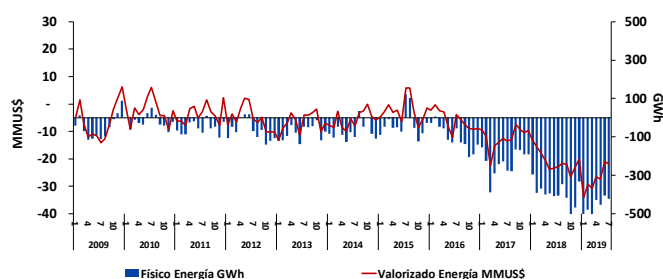
Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2018	Jul 2019	Ago 2019
Diésel	2	0	0
Carbón	423	198	307
Gas Natural	112	189	159
Hidro	3	19	18
Solar	2	9	11
Eólico	0	0	0
Total	543	415	496

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
	Jul 2019	Ago 2019
Central		
Andina Carbón	39,0	38,2
Mejillones Carbón	53,5	49,0
Tocopilla GNL	39,0	38,3

Transferencias de Energía agosto 2019	
Total Generación (GWh)	496
Total Retiros (GWh)	955
Transf. Físicas (GWh)	-459
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-23

*Considera Andina y Hornitos

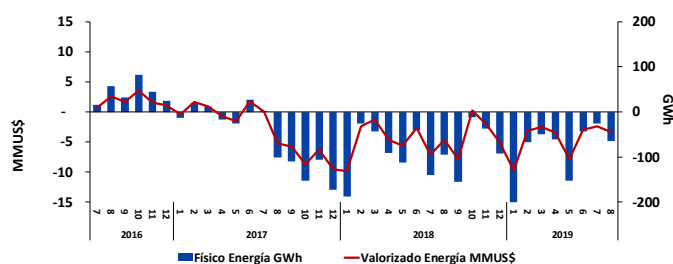


Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2018	Jul 2019	Ago 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	114	0	0
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	114	0	0

Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
	Jul 2019	Ago 2019
Central		
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	68,1	67,8

Transferencias de Energía agosto 2019	
Total Generación (GWh)	0
Total Retiros (GWh)	64
Transf. Físicas (GWh)	-64
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-3



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

Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a julio de 2019, es de 90,7 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 por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes. 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 del sistema.

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 del SIC-SING.

Tabla 3: Precio medio de licitación indexado a julio de 2019 por generador, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Empresa Matriz	Precio Medio Licitación* US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Enel Generación	Enel Chile	85,9	19.081
Panguipulli	Enel Chile	123,4	565
Puyehue	Enel Chile	101,3	160
Colbún	Colbún	81,9	6.932
Pelumpén	Colbún	87,0	345
Aes Gener	Aes Gener	86,1	5.529
Guacolda	Aes Gener	74,2	900
Engie	Engie	106,2	7.570
Monte Redondo	Engie	112,8	303
Amunche Solar	First Solar	68,9	110
SCB II	First Solar	71,9	88
E Eléctrica Carén	Latin America Power	111,2	85
Norvind	Latin America Power	114,6	25
I.Cabo Leones	Iberdrola / EDF EN	94,9	195
Chungungo	Atlas Renewable Energy	90,1	190
San Juan	Latin America Power	103,8	420
Santiago Solar	AME / EDF EN	80,9	120
Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	119,4	83
EE ERNC-1	BCI / Antuko	114,7	60
Abengoa	Abengoa Chile	115,2	514
Diego de Almagro	Prime Energía	115,7	220
El Campesino	Generadora Metropolitana	101,6	2.000
E Cerro El Morado	MBI Inversiones	118,0	40
Aela Generación	Actis/Mainstream	84,3	768
Acciona	Acciona	97,7	600
SPV P4	Sonnedix	99,5	20
Precio Medio de Licitación Sistema		90,7	46.922

* Precios en Barra de Suministro

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a julio de 2019 por distribuidora, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año	Precio Medio Reajustado US\$/MWh
Enel Distribución	76,9	17.098	86,3
Chilquinta	99,1	4.122	95,2
EMEL	98,4	3.632	95,2
CGED	107,0	16.072	95,2
SAESA	75,5	6.033	84,9
Precio Medio de Licitación Sistema		90,7	90,7

* Precios en Barra de Suministro

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance ERNC de julio de 2019, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.992 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 523 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante julio fue igual a 1.193 GWh, superando en un 128% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de julio 2019 fue un 14,38% mayor a la reconocida en julio 2018 (1.043 GWh) y un 30,32% mayor a la reconocida en julio 2017 (915 GWh) (ver Figura 7). La mayor fuente ERNC corresponde al aporte eólico que representa un 39% (470 GWh) seguido por el aporte solar con un 33% (392 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 18% (213 GWh) y finalmente la biomasa y geotérmica que representan un 8% (100 GWh) y 1% (17 GWh), respectivamente.

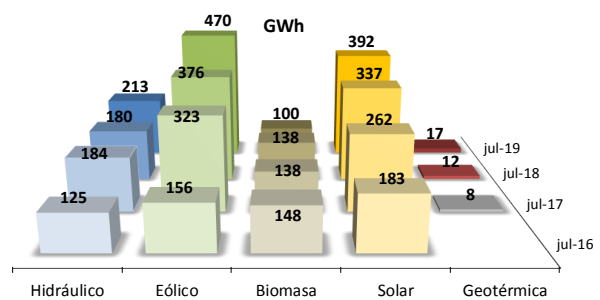
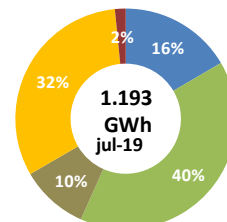


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)



■ Hidráulico ■ Eólico ■ Biomasa ■ Solar ■ Geotérmica

Figura 9: Generación ERNC reconocida en julio 2019 (Fuente: CEN)

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE 606 CNE (23-09-2019) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 3.868 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 28% corresponde a tecnología hidráulica (1.084 MW), un 35,9% a tecnología solar (1.389 MW), un 16,6% a tecnología eólica (641 MW) y un 14,4% a tecnología térmica (555 MW).

De acuerdo con la información anterior y a consideraciones adicionales, la Tabla 5 resume los supuestos de los planes de obras utilizados para la proyección de costos marginales a 12 meses (página 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
Almeyda	Solar	52	oct-19
Combarbalá	Diesel	75	oct-19
Pajonales	Diesel	100	oct-19
Prime Los Cóndores	Diesel	100	oct-19
CSP Cerro Dominador	Termosolar	110	ene-20
San Javier Etapa I	Diesel	25	feb-20
Llanos Blancos	Diesel	150	abr-20
San Javier Etapa II	Diesel	25	abr-20

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Infraestructura del SIC- SING.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación a septiembre de 2019 totalizan 6.214 MW con una inversión de MMUS\$ 17.419, mientras que los proyectos aprobados totalizan 51.521 MW con una inversión de MMUS\$ 110.100.

Durante septiembre se aprobaron los proyectos solares de 9 MW "Chicauma del Verano", "Fuster del Verano", "El Boco II" y "Centauro Solar", junto a la central hidráulica "Hueñivales" de 15 MW, y el parque eólico "Lebu Norte" de 14,4 MW. Adicionalmente, entraron en calificación, entre otros, los proyectos termosolares "BUNDANG-GU Calama" y "BUNDANG-GU KCS" de 1007 MW respectivamente.

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	1.023	1.615	10.339	20.818
Hidráulica	170	442	3.933	6.680
Solar	2.680	3.346	20.459	54.653
Gas Natural	27	16	6.370	6.243
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	0	0	2.758	6.473
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	2.314	12.000	0	0
Total	6.214	17.419	51.521	110.100

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

Seguimiento regulatorio

Ministerio de Energía

- Reglamento de Coordinación y Operación del SEN – Contraloría ([ver más](#)).
- Reglamento de Medios de Generación de Pequeña Escala – Consulta Pública ([ver más](#)).
- Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo – Contraloría ([ver más](#)).

Comisión Nacional de Energía

- Fijación Precio de Nudo Promedio, informe técnico definitivo ([ver más](#)).
- Fijación de Cargos por Transmisión, informe técnico definitivo ([ver más](#)).

Panel de Expertos

- Discrepancia contra el Coordinador Eléctrico por fecha de entrada en operación del PMGD Almendrado de 3 MW ([ver más](#)).
- Discrepancia contra el Coordinador Eléctrico respecto del informe de revisión de peajes del sistema de Transmisión Nacional año 2018 ([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 2019



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales:  

reporte@systep.cl

www.systep.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados

plecaros@systep.cl

Eléctricos y Regulación

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.