

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Octubre 2019

Contenido

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

Flexibilidad en el corto plazo: evitemos un aumento de costos

Chile quiere avanzar hacia un sistema basado en energías limpias pero requiere hacerlo a precios razonables. En este contexto, las energías renovables tienen un rol clave dado que son capaces de reducir las emisiones por unidad de generación y además a costos eficientes. Sin embargo, se deben tener en cuenta los potenciales efectos adversos que traen al sistema ya que dependen mayoritariamente de recursos primarios, sujetos a altos niveles de variabilidad e incertidumbre (sol y viento).

Para garantizar el funcionamiento del sistema eléctrico de potencia es necesario que se mantenga un equilibrio entre demanda y generación, por lo que las constantes variaciones de las energías renovables variables (ERV) y la carga neta¹, deben a su vez ser contrarrestadas para mantener dicho equilibrio, lo que se logra modificando las consignas de generación o mediante una participación activa de la demanda (demand response). Actualmente, mantener tal equilibrio se encuentra a cargo del servicio de control de frecuencia, el que dispone de reservas para su prestación, las que corresponden a una holgura entre la generación y potencia máxima de algunas unidades en operación.

Históricamente en el SEN-SIC, los embalses han jugado un papel fundamental en la flexibilidad del sistema eléctrico, haciéndose cargo de las desviaciones a las que se ve expuesta la carga neta, situación que se ve técnicamente justificada por la flexibilidad de este tipo de centrales, teniendo una considerable distancia en la tasa de toma de carga frente al resto de las tecnologías, (ver Tabla 1), lo que les permite responder rápidamente frente a variaciones intempestivas de la carga neta. Por ejemplo, durante el año 2010, el 90% de las unidades candidatas para dar reserva eran hidráulicas². Con el tiempo, se han ido incorporando nuevas unidades al control de frecuencia, en parte por la ausencia de nuevas inversiones de este tipo y por el aumento de requerimiento de reserva producto de la creciente adopción de ERV, sin perjuicio de ello, los embalses continúan brindando una parte importante de la reserva del sistema, así, en el año 2018 (año más bien seco: aproximadamente un 83% de excedencia) el 75% de la reserva asignada correspondió a unidades hidráulicas.

Tabla 1: Tasa de toma de carga (rampa) por tecnología para las unidades que prestan control de frecuencia³.

Tecnología [MW/min]	Promedio	Percentil 10	Percentil 90
Carbón	2	2	4
GNL	8	4	10
Embalse	46	8	98
Diesel	10	5	13

De esta manera, es interesante preguntarse cuál es la razón por la cual la reserva se continuó asignando a los embalses. Para ejemplificar tal situación, en la Figura 1 se muestra la generación promedio para algunos de los embalses del sistema. Basado en la forma de la curva de generación, es posible notar que sigue el comportamiento de la demanda. Esto se debe a que los recursos de los embalses son limitados (energía embalsada finita), por lo que su uso se distribuye óptimamente durante el día (y entre días), razón por la cual durante las horas punta del sistema se cuenta con un mayor nivel de generación de embalse, para así minimizar los costos totales de operación. Este comportamiento se refleja en que durante varias horas del día, los embalses presentan un nivel de holgura entre su nivel de generación y su potencia máxima y es precisamente esa

holgura la que se aprovecha para la asignación de reservas, dado que al estar de igual manera disponible (se requieran o no reservas), no conllevará un costo económico relevante para el sistema. Esto dado que el control primario sólo debe ser soportado por 5 minutos (bajos requerimientos de energía).



Figura 1: Generación promedio diaria de algunos embalses del sistema para lo que va del 2019⁴.

Con lo anterior en consideración, se debe mencionar que hasta la fecha los servicios de control de frecuencia son instruidos de manera directa por el Coordinador, lo que cambiará a partir del año 2020, ya que algunos de ellos serán proporcionados mediante subastas, abriendo un mercado competitivo para el servicio de reservas. Este cambio busca liberalizar los servicios complementarios en los que exista competencia con el objetivo de que en el mediano y largo plazo nuevas tecnologías y/o nuevos agentes puedan ingresar al sistema de modo que aumenten los niveles de flexibilidad a precios competitivos (búsqueda de señal de eficiencia económica).

Basado en el artículo 25 del Reglamento de SSCC⁵ el Coordinador es la entidad a cargo de determinar la existencia de competencia, bajo lo cual, en su último informe se señala la existencia de ésta para los servicios de control secundario y control terciario de frecuencia, mecanismos que deben comenzar a regir a partir del 1 de enero del año 2020. El mecanismo de subastas es totalmente nuevo para los agentes del mercado y la autoridad, por lo que existe cierta incertidumbre sobre los resultados de su aplicación.

El hecho que se instaure un mercado de reservas abre la puerta a que nuevos agentes puedan ingresar al sistema, e.g., respuesta de la demanda, aumentando la competencia y potencialmente disminuyendo los precios. A pesar de que se permite la participación de la respuesta a la demanda, en la norma técnica de SSCC, en consulta pública, no se especifican requerimientos técnicos específicos para este nuevo agente, lo cual es clave para que exista certeza de cómo estos agentes ingresan al mercado. Adicionalmente, para la implementación de subastas, es sumamente relevante establecer las condiciones adecuadas para que su implementación tenga el efecto esperado, evitando un alza de precios injustificada, que tenga por origen únicamente el nuevo diseño de mercado, considerando que las exigencias para el próximo año serán similares a las que enfrentamos (y pagamos) hoy. Una implementación paulatina, que analice los efectos tarifarios, centrando sus esfuerzos en aumentar la oferta y aprovechando al máximo los activos existentes (embalses, baterías, y unidades flexibles), pareciera ser el camino adecuado, dado que un mal diseño puede traer consigo un incremento "artificial" en la tarifa del cliente final. La pregunta entonces es ¿cómo garantizamos ofertas competitivas, con nuevos agentes y sin ejercicio de poder de mercado?

¹ Carga neta: Diferencia entre demanda y energías renovables variables.

² <https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2013/08/Estudio-CF-y-DR-2010-Final.pdf>

³ <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/06/Anexos-Infome-SSCC-vDefinitiva.zip>

⁴ <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real-del-sistema/>

⁵ http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/2019/03/reglamentos_en_tramite/Dcreto_113_2017_publicado_DO_27-03-2019.pdf

Análisis de operación

Generación

En el mes de septiembre la generación total del SEN fue de 6.101 GWh/mes, un 7,5% menor a agosto de 2019 (6.596 GWh/mes) y un 2,5% mayor que septiembre de 2018 (5.952 GWh/mes).

La participación de la generación solar aumentó en un 11,3% con respecto al mes anterior. En contraste, la participación de la generación mediante embalse, pasada, eólica, gas, diésel y carbón disminuyó en un 9,4%, 9,7%, 27,2%, 14%, 78,6% y 2,3% respectivamente, en relación con el mes de agosto (ver Figura 2).

Durante septiembre estuvieron en mantenimiento las unidades Antuco (24 días), Chacayes (16 días), Quintero 1B Diésel (10 días), San Isidro 2 GNL (8 días), Guacolda 5 (7 días), Mejillones-CTM 2 (6 días), Quintero 1B GNL (4 días), Olivos (4 días), Tocopilla-U16 GNL (3 días), Rapel (3 días) y Mejillones-CTM3 GNL (3 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de septiembre, la potencia máxima generada fue de 10.007 MW el día 30, la mínima fue de 7.059 MW el día 9 y el promedio fue de 8.485 MW. La figura 3 muestra el ciclo de la generación durante el mes de septiembre, 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 agosto de 2019, durante septiembre 2019 la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. No obstante, se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 71% del promedio mensual entre los años 1994 y 2018 (ver Figura 4). En lo que va del año hidrológico 2019/2020 (septiembre de 2019), el nivel de excedencia observado es igual a 84%, es decir, se ubica entre el 16% 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.

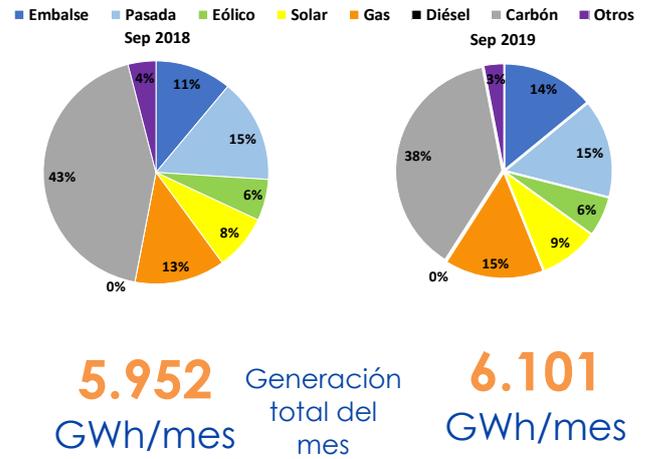
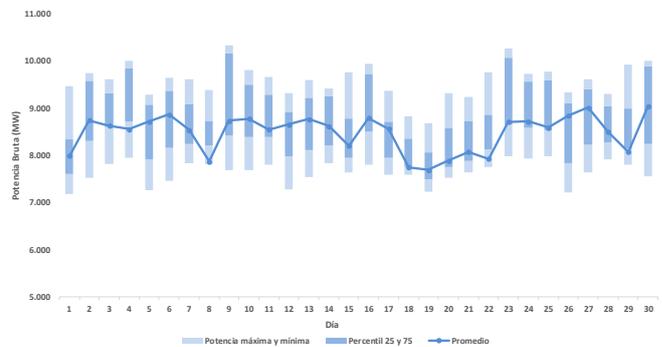


Figura 2: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Potencia máxima mes **10.007 MW**
Potencia mínima mes **7.059 MW**

Figura 3: Generación bruta del SEN septiembre 2019 (Fuente: CEN)

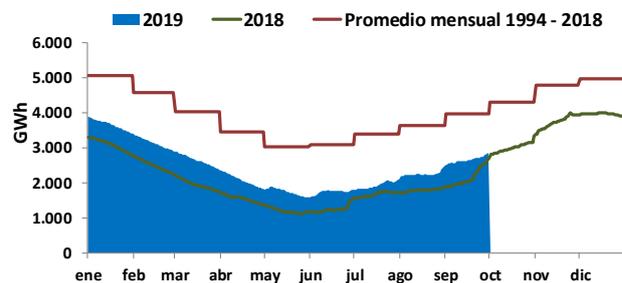


Figura 4: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En septiembre el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 40,8 US\$/MWh, lo cual es un 19,4% menor al costo de agosto de 2019 (50,6 US\$/MWh), y un 25% menor respecto a septiembre de 2018 (54,4 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 69 US\$/MWh (ver Figura 5).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 en septiembre de 2019 fue de 42,9 US\$/MWh, lo cual es un 18,13% menor con respecto a agosto del mismo año (52,4 US\$/MWh) y un 28,14% menor con respecto a septiembre de 2018 (59,7 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 6).

Durante septiembre 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 7). El total de desacoples del SEN fue de 393 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron D. Almagro 220 – Cachiyuyal 220 (13 eventos), Quillota 110 – S. Pedro 110 (8 eventos), Cumbres 500 – L. Changos 500 (4 eventos), N. Maitencillo 500 – N. Maitencillo 220 (8 eventos) con un desacople promedio de 34,6,2 US\$/MWh, 6,8 US\$/MWh, 6,7 US\$/MWh, y 3,9 US\$/MWh, respectivamente.

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

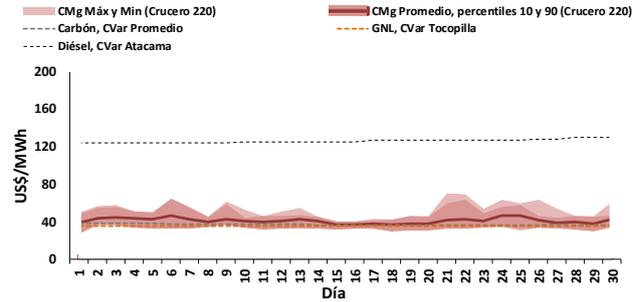


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de septiembre para Crucero 220 (Fuente: CEN)

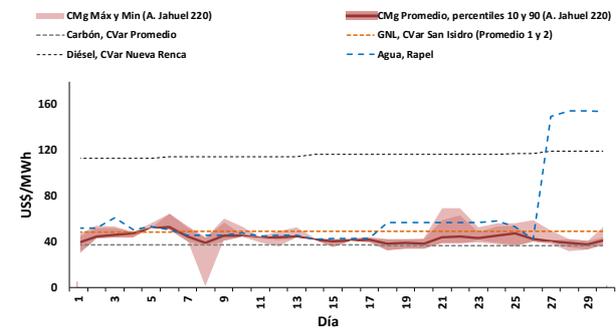


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de septiembre para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

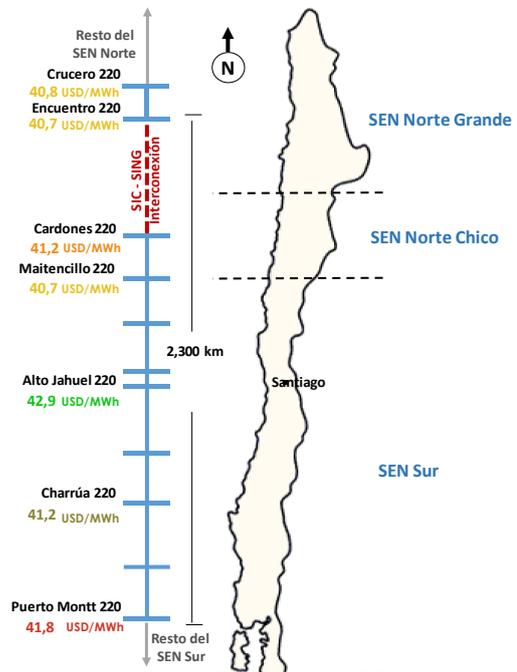


Figura 7: Costo marginal promedio de septiembre en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

Tabla 2: 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
D. ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220	129	34,6	POLPAICO 500 - N. PAZUCCAR 500	19	6,3
QUILLOTA 110 - S. PEDRO 110	98	6,8	DOMEYKO 220 - TOFFILANOS 220	12	117,2
CUMBRES 500 - L. CHANGOS 500	47	6,7	RAHUE 220 - AURORA 220	3	1,9
N. MAITENCILLO 500 - N. MAITENCILLO 220	37	3,9	L. CHANGOS 220 - KAPATUR 220	1	3,4
N. PAZUCCAR 500 - N. MAITENCILLO 500	24	6,4	C. CHARRÚA 500 - ENTRENIDOS 500	1	16,9

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

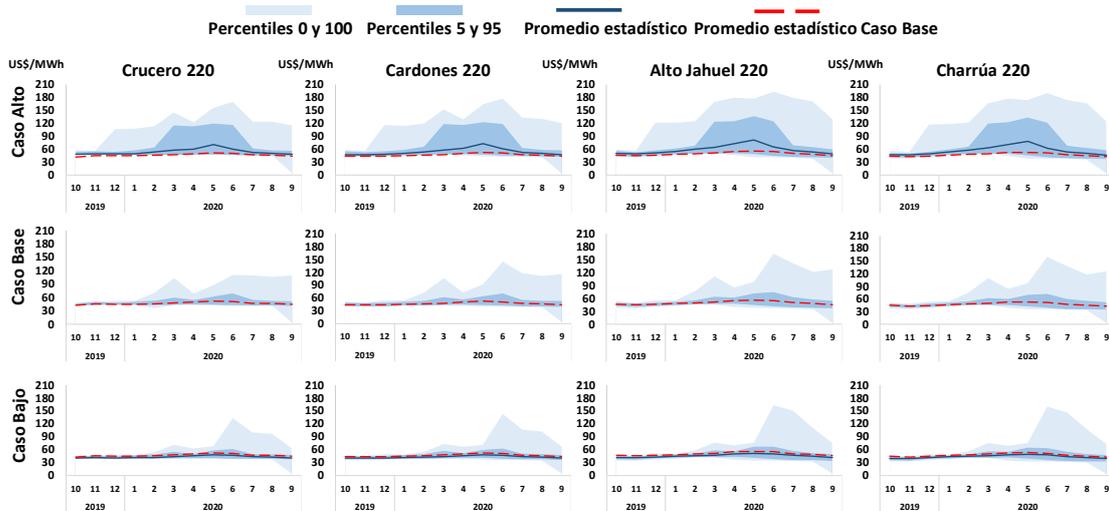


Figura 8: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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 3.

Tabla 3: 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	95.3	105.9	116.5
		Angamos	90.5	100.5	110.6
		Tocopilla	102.0	113.4	124.7
		Andina	89.9	99.9	109.9
		Hornitos	88.8	98.6	108.5
		Norgener	90.8	100.9	110.9
		Tarapacá	90.6	100.6	110.7
	N. Ventanas	94.7	105.3	115.8	
	Diesel US\$/Bbl	Quintero	78.0	86.7	95.3
		Mejillones	63.6	70.7	77.7
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro	5.4	6.0	6.6
		Nehuenco	6.9	7.6	8.4
		Nueva Renca	5.3	5.9	6.4
		Mejillones, Tocopilla	5.0	5.6	6.1
Kelar		9.1	10.1	11.1	

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

En septiembre, Enel Chile aumentó su generación a gas, solar y eólica, pero disminuyó en cuanto a carbón e hidro. Por otro lado, AES Gener aumentó su generación en base a carbón con respecto al mes anterior. Colbún disminuyó su generación hidráulica y 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 septiembre, las empresas Tamakaya, Colbún y Engie fueron deficitarias, mientras que AES Gener y Enel Generación fueron excedentarias.

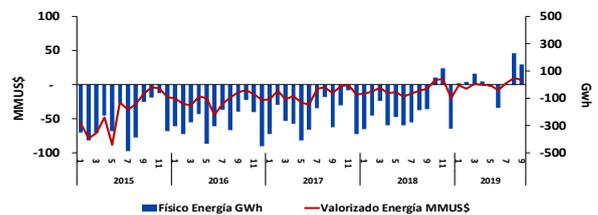
Enel Chile

Generación por Fuente (GWh)			
	Sep 2018	Ago 2019	Sep 2019
Diésel	4	0	0
Carbón	287	344	276
Gas Natural	314	56	163
Hidro	793	1.067	1.021
Solar	105	88	94
Eólico	158	167	168
Total	1.662	1.723	1.722

*Incluye EGP, Gasatacama y Pehuenche.

Costos variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Ago 2019	Sep 2019
Bocamina (prom. I y II)	37,2	38,0
San Isidro GNL (prom. I y II)	48,5	48,7
Taltal Diesel	178,9	177,7
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	126,6	125,9
Celta Carbón (CTTAR)	32,3	32,2

Transferencias de Energía septiembre 2019	
Total Generación (GWh)	1.722
Total Retiros (GWh)	1.574
Transf. Físicas (GWh)	149
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	7

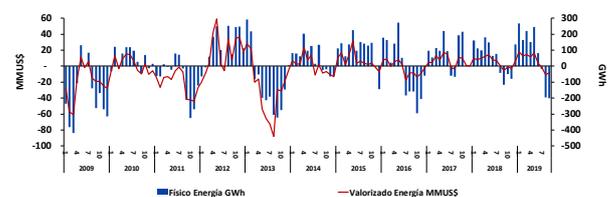


Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Sep 2018	Ago 2019	Sep 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	194	0	0
Gas Natural	253	297	293
Hidro	356	485	401
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	803	782	693

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Ago 2019	Sep 2019
Santa María	38,2	38,1
Nehuenco GNL (prom. I y II)	53,4	45,1
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	105,5	105,0

Transferencias de Energía septiembre 2019	
Total Generación (GWh)	693
Total Retiros (GWh)	894
Transf. Físicas (GWh)	-201
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-8



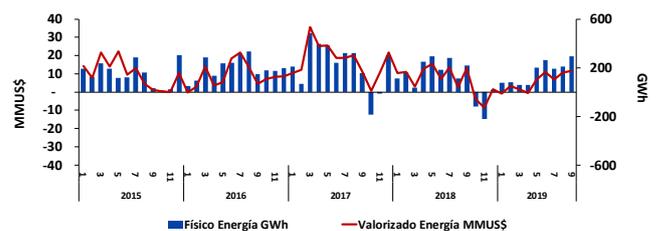
AES Gener

Generación por Fuente (GWh)			
	Sep 2018	Ago 2019	Sep 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	1.702	1.706	1.710
Gas Natural	0	2	1
Hidro	61	56	55
Solar	6	6	7
Eólico	0	0	0
Otro	4	0	0
Total	1.773	1.770	1.773

*Incluye Guacolda, Cochrane y Angamos, entre otras.

Costos variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Ago 2019	Sep 2019
Ventanas prom. (prom. I y II)	55,5	55,1
N. Ventanas y Campiche	37,9	37,9
Angamos (prom. 1 y 2)	31,8	30,4
Guacolda III	28,0	32,0
Norgener (prom. 1 y 2)	31,8	31,0

Transferencias de Energía septiembre 2019	
Total Generación (GWh)	1.773
Total Retiros (GWh)	1.479
Transf. Físicas (GWh)	294
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	11,48



Análisis por empresa

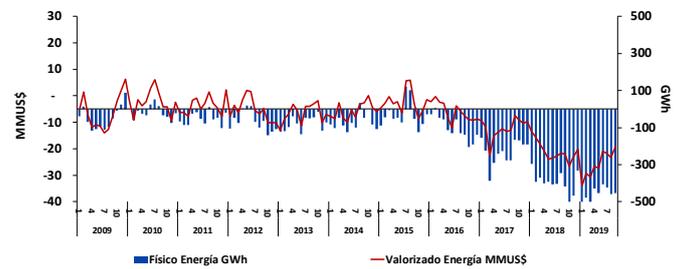
Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	Sep 2018	Ago 2019	Sep 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	353	307	327
Gas Natural	79	159	128
Hidro	3	18	15
Solar	2	11	11
Eólico	0	0	0
Total	437	496	482

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Ago 2019	Sep 2019
Central	37,4	31,3
Andina Carbón	50,2	41,9
Tocopilla GNL	34,7	35,0

Transferencias de Energía septiembre 2019	
Total Generación (GWh)	482
Total Retiros (GWh)	934
Transf. Físicas (GWh)	-452
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-19

*Considera Andina y Hornitos

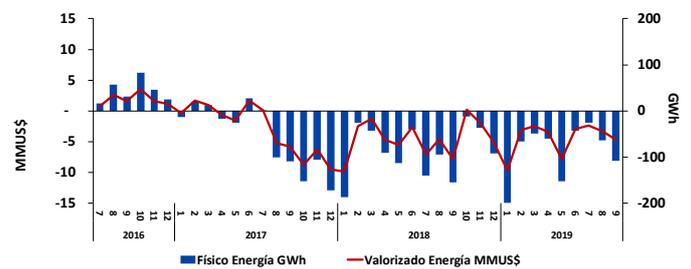


Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Sep 2018	Ago 2019	Sep 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	81	0	0
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	81	0	0

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)	
	Ago 2019	Sep 2019
Central	66,3	64,8

Transferencias de Energía septiembre 2019	
Total Generación (GWh)	0
Total Retiros (GWh)	108
Transf. Físicas (GWh)	-108
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-5



Para mayor detalle sobre empresas del Sistema, ver [Estadísticas System](#), 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 septiembre 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 System](#), sección Precios de licitación del SIC-SING.

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a septiembre de 2019 por generador, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: System)

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	Ibereólica / 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 5: Precio medio de licitación indexado a septiembre de 2019 por distribuidora, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: System)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación		Energía Contratada GWh/año	Precio Medio Reajustado US\$/MWh
	US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año		
Enel Distribución	76,9	17.098	863	
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	46.956	90,7

* Precios en Barra de Suministro

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance ERNC de agosto de 2019, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.027 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 452 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante agosto fue igual a 1.339 GWh, superando en un 196% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de agosto 2019 fue un 22,74% mayor a la reconocida en agosto 2018 (1.091 GWh) y un 39,63% mayor a la reconocida en agosto 2017 (959 GWh) (ver Figura 8). La mayor fuente ERNC corresponde al aporte eólico que representa un 38% (513 GWh) seguido por el aporte solar con un 37% (497 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 16% (212 GWh) y finalmente la biomasa y geotérmica que representan un 8% (102 GWh) y 1% (15 GWh), respectivamente.

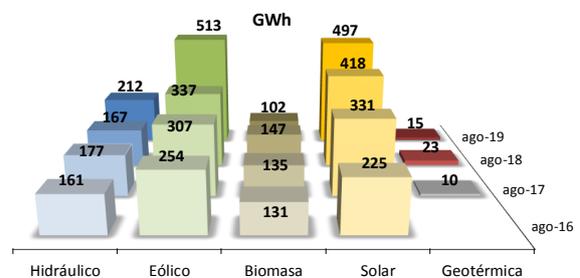


Figura 9: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

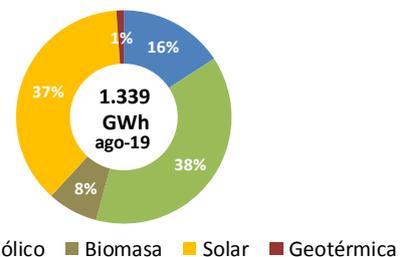


Figura 10: Generación ERNC reconocida en julio 2019 (Fuente: CEN)

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE 674 CNE (22-10-2019) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 4.043 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 27% corresponde a tecnología hidráulica (1.084 MW), un 38,5% a tecnología solar (1.556 MW), un 16,1% a tecnología eólica (649 MW), un 13,7% a tecnología térmica (555 MW), un 0,8% a tecnología térmica (33 MW), y un 4,1% a biomasa (166 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 6: Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses (Fuente: CNE, System)

Proyecto	Tecnología	Potencia Neta [MW]	Fecha conexión System
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 System](#), 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 octubre de 2019 totalizan 5.723 MW con una inversión de MMUS\$ 16.324, mientras que los proyectos aprobados totalizan 51.792 MW con una inversión de MMUS\$ 110.518.

Durante octubre se aprobaron seis proyectos solares de 9 MW, junto con los proyectos "Parque Fotovoltaico El Flamenco" de 12 MW, "Parque Fotovoltaico El Trile" de 12 MW, "Proyecto Llanta Norte 1" de 34 MW, "Proyecto Llanta Norte 2" de 68 MW, "Proyecto Diego de Almagro Sur 1" de 64 MW y "Proyecto Diego de Almagro Sur 2" de 66 MW, todos fotovoltaicos. Además, se aprobó el proyecto eólico "Parque Eólico Calbuco" de 43 MW. Adicionalmente, entró en calificación el proyecto solar "Parque Frontera Solar" de 120 MW.

Tabla 7: 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	981	1.538	10.382	20.895
Hidráulica	170	442	3.933	6.680
Solar	2.482	3.041	20.769	55.039
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	5.973	17.036	51.874	110.563

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 – Contraloría ([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 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

Octubre 2019



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

rijimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados

plecaros@system.cl

Eléctricos y Regulación

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.