

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Agosto 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

Un primer paso de la reforma en distribución

El Proyecto de Ley de Distribución, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos DFL-4/20.018 y que "rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica"¹, se encuentra en el primer trámite constitucional de la Cámara de Diputados. En particular, se cuenta con el primer informe, con sus respectivas indicaciones aprobadas por la Comisión de Minería y Energía.

Previo al ingreso de este Proyecto de Ley, se venía discutiendo una reforma mayor al sector de la distribución, que abarca diversos tópicos: esquema de empresa modelo, tasa de rentabilidad acorde a la realidad actual del país, incentivos a la calidad de servicio, separar la comercialización de la distribución, propiedad de la medición, etc. Sin embargo, dada la polémica suscitada por los medidores inteligentes, la discusión pública se centró en las utilidades de las distribuidoras, lo que llevó finalmente a adelantar algunos aspectos de la discusión para ser incorporados en el estudio tarifario 2020 mediante el Proyecto de Ley citado. Este, incorpora aspectos tales como la disminución de la tasa de retorno, el aumento de las áreas típicas, un estudio único de costos y el giro único de las empresas distribuidoras, entre otros. En este contexto, no se puede perder la noción de que, si bien el actual Proyecto de Ley introduce mejoras, no resuelve los diversos temas que se venían discutiendo previamente.

Uno de los ejes principales del Proyecto de Ley contempla la reducción de la tasa de actualización utilizada en la empresa modelo para determinación de los ingresos de las empresas de distribución reales. La modificación incorpora un esquema donde la tasa se debe calcular cada cuatro años utilizando un modelo tipo CAPM. En todo caso la tasa calculada no puede ser inferior al 6% ni superior al 8%, después de impuestos. La tasa mínima del 6% después de impuestos es equivalente a una tasa antes de impuestos de aproximadamente 7,2%² lo que representa una disminución del 28% en la anualidad. A modo de comparación, en el segmento de transmisión, que utiliza la misma metodología para establecer la tasa de actualización, la tasa resultante fue de 5% después de impuestos, por lo que se aplicó el límite inferior de 7% después de impuestos.

La disminución de la tasa conlleva menor remuneración de la componente de distribución, en rangos estimados que pueden variar entre un 1% y 12% aproximadamente. A nivel de clientes residenciales la disminución sería menor, puesto que, por ejemplo, la componente de distribución representa un 15% y 23% de la cuenta final en las ciudades de Santiago y Temuco, respectivamente³, por lo que el impacto será menor al 5%.

En Chile, las tasas mínimas de otros servicios regulados son del 7% para el sector sanitario y el segmento de transmisión, mientras que el de gas de cañería es del 6%, ambas después de impuestos. Llama la atención que el segmento

de distribución quedaría con un piso menor al de la transmisión, no siendo claro que sea una actividad menos riesgosa, por cuanto tiene factores de riesgos complejos de mitigar, tales como accidentes que involucran la postación eléctrica, eventos climatológicos mayores, etc.

Por otra parte, el proyecto tiene por objeto aumentar el número de áreas típicas con el fin de que haya una mejor representación de las empresas en el reconocimiento tarifario. En específico, el proyecto incluye, en el caso de las cooperativas, un artículo transitorio que define que deberán existir al menos 4 áreas típicas. Este aumento de áreas típicas apunta en la dirección de lograr en el futuro tarifificar individualmente las empresas, como ya sucede por ejemplo en Perú, donde se realiza un estudio de Valor Agregado de Distribución para cada empresa que tenga sobre cincuenta mil suministros⁴.

Otro de los puntos importantes abordados es la inclusión de un Estudio Único de Valorización, el cual reemplazaría al esquema actual en que se realizan dos estudios, uno por la empresa y otro por la CNE, donde el primero tiene una ponderación de 1/3 y el segundo de 2/3. El esquema actual de tarificación tiene un incentivo a que los estudios diverjan (subvaloren y sobrevaloren), lo cual se busca eliminar con la modificación legal. Con el fin de aumentar la transparencia del proceso, las empresas podrán presentar discrepancias ante el Panel de Expertos respecto a los resultados del estudio de tarificación. Además, para reducir el riesgo de las empresas, se introducen consideraciones que debe tener la empresa modelo en función de la realidad de la empresa de referencia, tales como: la distribución de clientes, trazado de calles, velocidad de penetración de nuevas tecnologías para materialización de la red de distribución, cambios normativos de estándares de calidad y la existencia de vegetación.

El último eje principal del Proyecto de Ley consiste en el giro único de distribución, el que obedece a la concepción actual de este segmento. Esto implica que la información entregada, tales como libros de contabilidad, cuentas, registros, entre otros, deberán ser exclusivos del giro de distribución, y no de otros negocios asociados, facilitando así el desarrollo de estudios tarifarios y el chequeo de rentabilidad que realiza el ente regulador. Sin perjuicio de lo anterior, la implementación del giro único se debe realizar a más tardar el 1 de enero de 2021, por lo que no alcanzaría a tener impacto en el proceso tarifario del 2020.

El Proyecto de Ley va en el sentido correcto. Sin embargo, es una preocupación no menor que este proceso se detenga. Que simplemente, con la baja de tasa se pierda el incentivo político de seguir legislando en los temas de fondo del sector de distribución. Más aun, el actual Proyecto de Ley, de no continuar la reforma al sector, podría ser incluso perjudicial, ya que no resuelve los desafíos de la distribución del futuro, como incentivos a la inversión para aumentar la calidad de servicio, incorporación de generación distribuida, introducción de nuevos productos y servicios, electromovilidad, entre otros temas.

¹: <http://web.camara.cl/legislacion/ProyectosDeLey/tramitacion.aspx?prmlD=13103&prmlBOLETIN=12567-08>. Boletín 12567-08 Cámara de Diputados.

² Este valor considera la metodología de cálculo vigente para Transmisión, considerando vida útil de 30 años y vida útil fiscal de 16 años.

³ <http://www.electricas.cl/biblioteca/reporte-electrico-transmision-y-distribucion/reporte-julio-2019/>

⁴ Términos de Referencia para elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución. Osinergmin Noviembre 2017.

Análisis de operación

Generación

En el mes de julio la generación total del SEN fue de 6.707 GWh/mes, un 4,2% mayor a junio de 2019 (6.437 GWh/mes) y un 4,1% mayor que julio de 2018 (6.443 GWh/mes).

La participación de la generación solar, eólica y en base a gas, aumentó en un 14%, 6%, 26,8% respectivamente, con respecto al mes anterior. En contraste, la participación de la generación hidroeléctrica, carbón y diésel disminuyó en un 1,6%, 3,3% y 5,2% respectivamente, en relación con el mes de junio.

Durante julio estuvieron en mantenimiento las unidades Andina-CTA (24 días), Antuco (21 días), Canutillar (15 días), Cochrane-CCH2 (14 días) y La Higuera (3 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de julio, la potencia máxima generada fue de 10.593 MW el día 22, la mínima fue de 7.057 MW el día 14 y el promedio fue de 9.015 MW. La figura 5 muestra el ciclo de la generación durante el mes de julio, 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 junio de 2019, durante julio 2019 la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. No obstante, se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 60% del promedio mensual entre los años 1994 y 2018 (ver Figura 6). En lo que va del año hidrológico 2019/2020 (julio 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.

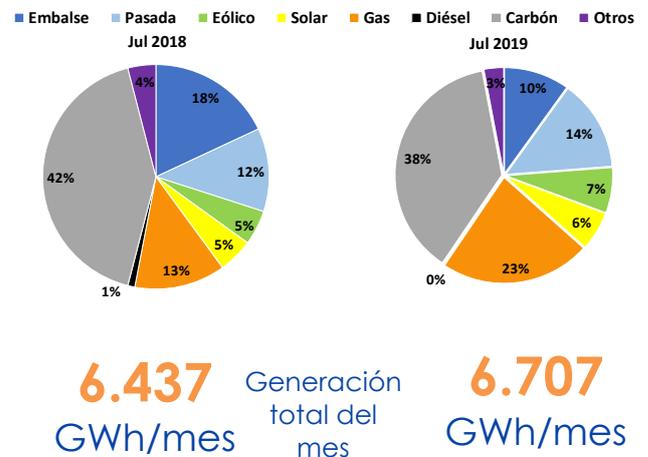


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)

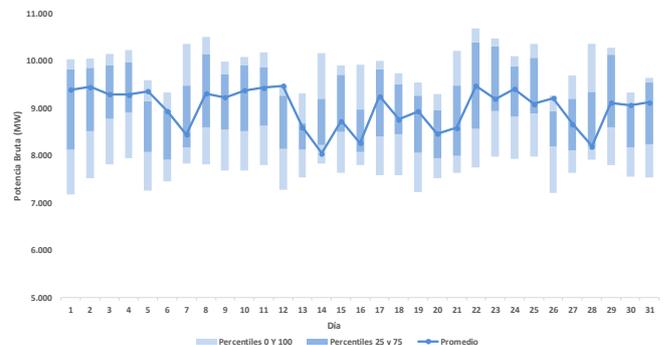


Figura 2: Generación bruta del SEN julio 2019 (Fuente: CEN)

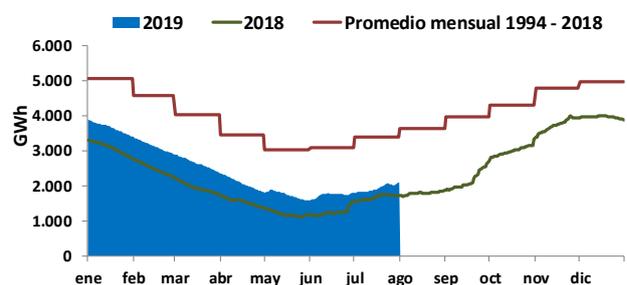


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En julio el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 46,6 US\$/MWh, lo cual es un 3,36% menor al costo de junio de 2019 (48,3 US\$/MWh), y un 16,7% menor respecto a julio de 2018 (56,0 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 70 US\$/MWh (ver Figura 7).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 en julio de 2019 fue de 49,9 US\$/MWh, lo cual es un 5,7% menor con respecto a junio del mismo año (53 US\$/MWh) y un 27,7% menor con respecto a julio de 2018 (69,1 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 8).

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 del sistema (ver Figura 9). El total de desacoples del SEN fue de 135 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron Polpaico 500 – N. Pan de Azúcar 500 (12 eventos), Puri 220 – Domeyko 220 (2 eventos), Cumbres 500 – L. Changos 500 (11 eventos), L. Changos 500 – L. Changos 220 (4 eventos) con un desacople promedio de 12,0 US\$/MWh, 92,3 US\$/MWh, 8,5 US\$/MWh, y 9,1 US\$/MWh, respectivamente.

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

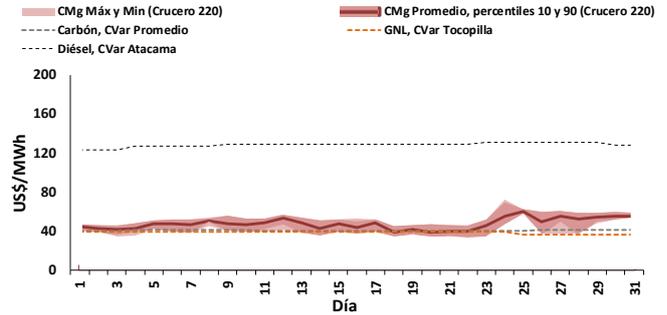


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de julio para Crucero 220 (Fuente: CEN)

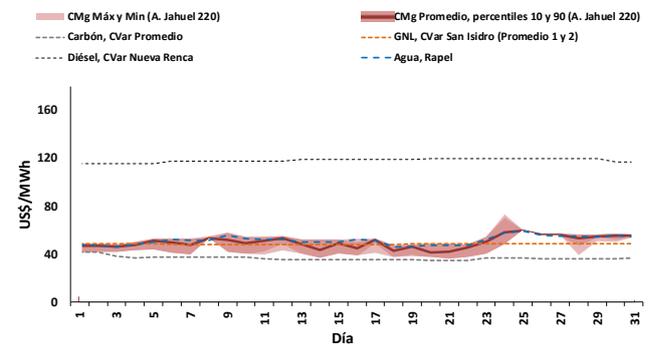


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de julio para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

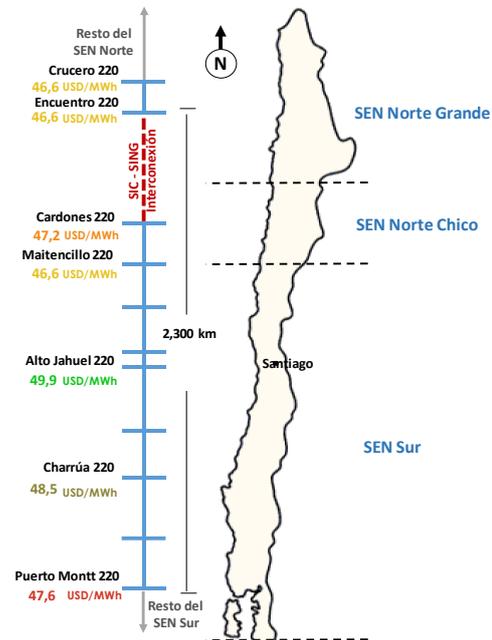


Figura 6: Costo marginal promedio de julio en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

Tabla 1: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión (Fuente: CEN)

Lineas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Lineas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
POLPAICO 500 - NP.AZUCAR 500	58	12,0	NP.AZUCAR 500 - NP.AZUCAR 220	2	47,6
PURI 220 - DOMEYKO 220	27	92,3	CAUTIN 220 - TAP. RIOTOLLEN 220	0	28,8
CUMBRES 500 - L.CHANGOS 500	26	8,5			
L.CHANGOS 500 - L.CHANGOS 220	8	9,1			
NP.AZUCAR 500 - N.MAITENCILLO 500	6	9,4			

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

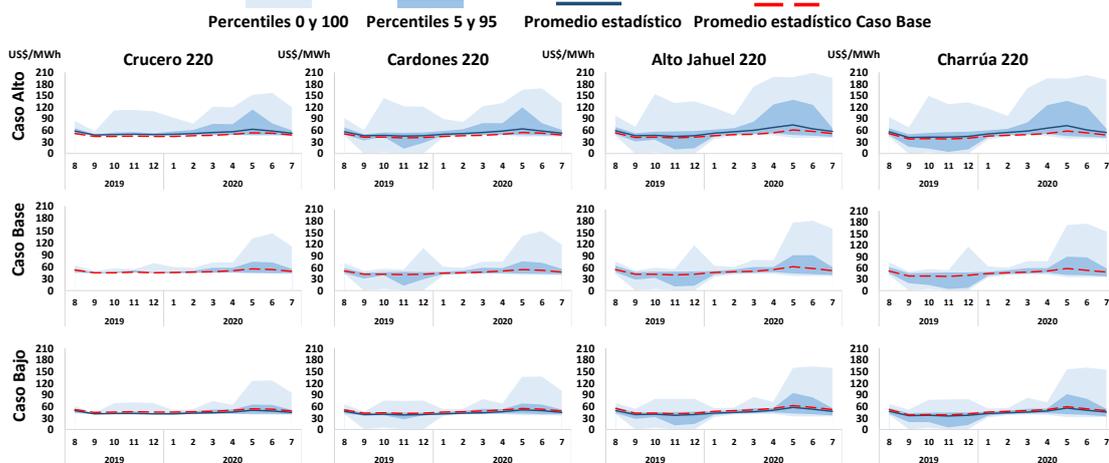


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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
		Hormitos	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, Kelar		4.6	5.1	5.6	
		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 julio, Enel Chile aumentó su generación hidráulica, eólica, solar, carbón y gas. Por otro lado, AES Gener mantuvo su generación casi invariante con respecto al mes anterior. Colbún disminuyó su generación hidráulica y en base a carbón, y aumentó su generación en base a gas natural. Engie disminuyó su generación a carbón y aumentó su generación en base a Gas Natural e hidráulica. Finalmente, Tamakaya no generó energía durante julio de 2019.

En junio, las empresas Tamakaya, Enel, Colbún y Engie fueron deficitarias, mientras que AES Gener fue excedentaria.

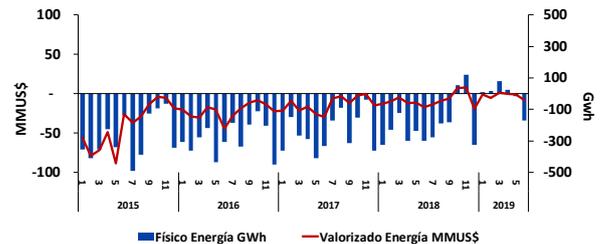
Enel Chile

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jun 2018	May 2019	Jun 2019
Diésel	8	2	1
Carbón	319	366	337
Gas Natural	490	532	152
Hidro	746	681	727
Solar	70	73	65
Eólico	153	149	151
Total	1.786	1.804	1.433

*Incluye EGP, Gasatagama y Pehuenche.

	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	May 2019	Jun 2019
Central		
Bocamina (prom. I y II)	41,4	40,1
San Isidro GNL (prom. I y II)	59,3	56,1
Taltal Diesel	193,2	184,8
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	137,1	131,1
Celta Carbón (CTTAR)	39,7	39,0

Transferencias de Energía junio 2019	
Total Generación (GWh)	1.433
Total Retiros (GWh)	1.604
Transf. Físicas (GWh)	-171
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-8

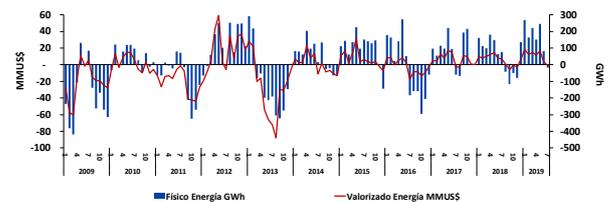


Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2018	Jun 2019	Jul 2019
Diésel	1	1	0
Carbón	248	239	198
Gas Natural	309	286	376
Hidro	551	522	418
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	1.109	1.048	993

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Jun 2019	Jul 2019
Central		
Santa María	40,3	38,8
Nehuenco GNL (prom. I y II)	59,4	57,8
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	115,1	110,4

Transferencias de Energía julio 2019	
Total Generación (GWh)	993
Total Retiros (GWh)	1.010
Transf. Físicas (GWh)	-17
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-1



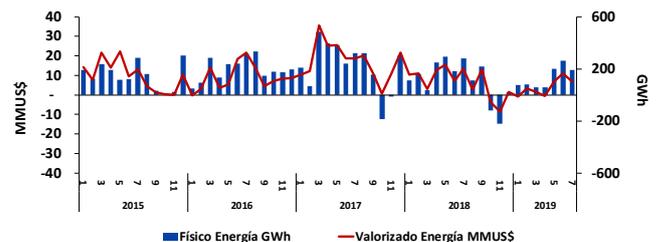
AES Gener

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2018	Jun 2019	Jul 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	1.855	1.734	1.737
Gas Natural	0	3	2
Hidro	61	65	61
Solar	4	4	5
Eólico	0	0	0
Otro	4	0	0
Total	1.923	1.806	1.805

*Incluye Guacolda, Cochrane y Angamos, entre otras.

	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Jun 2019	Jul 2019
Central		
Ventanas prom. (prom. I y II)	58,3	57,9
N. Ventanas y Campiche	44,2	44,2
Angamos (prom. 1 y 2)	38,4	37,3
Guacolda III	38,5	34,2
Norgener (prom. 1 y 2)	37,3	33,0

Transferencias de Energía julio 2019	
Total Generación (GWh)	1.805
Total Retiros (GWh)	1.615
Transf. Físicas (GWh)	190
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6,72



Análisis por empresa

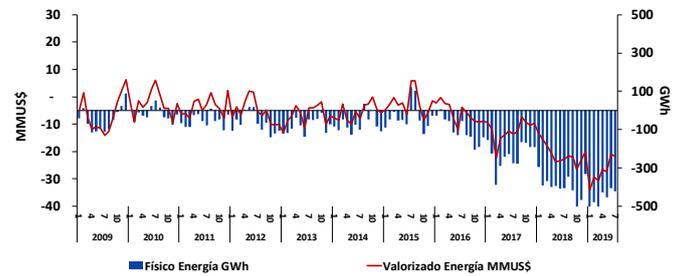
Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2018	Jun 2019	Jul 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	359	285	198
Gas Natural	121	85	189
Hidro	4	15	19
Solar	1	9	9
Eólico	0	0	0
Total	485	394	415

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Jun 2019	Jul 2019
Central		
Andina Carbón	43,8	39,0
Mejillones Carbón	54,7	53,5
Tocopilla GNL	39,1	39,0

Transferencias de Energía julio 2019	
Total Generación (GWh)	415
Total Retiros (GWh)	838
Transf. Físicas (GWh)	-423
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-22

*Considera Andina y Hornitos

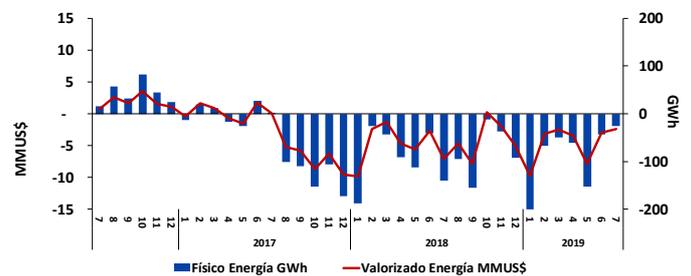


Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2018	Jun 2019	Jul 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	98	0	0
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	98	0	0

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)	
	Jun 2019	Jul 2019
Central		
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	67,7	68,1

Transferencias de Energía julio 2019	
Total Generación (GWh)	0
Total Retiros (GWh)	26
Transf. Físicas (GWh)	-26
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-2



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 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 System](#), 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: 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	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 mayo de 2019 por distribuidora, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: System)

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	46.956

* Precios en Barra de Suministro

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a junio de 2019, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.794 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 503 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante junio fue igual a 1.100 GWh, es decir, se superó en un 119% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de junio 2019 fue un 8,13% mayor a la reconocida en junio 2018 (1.017 GWh) y un 29,21% mayor a la reconocida en junio 2017 (851 GWh) (ver Figura 9).

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte eólico que representa un 40% (441 GWh) seguido por el aporte solar con un 32% (350 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 17% (182 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 10% (110 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 2% (17 GWh).

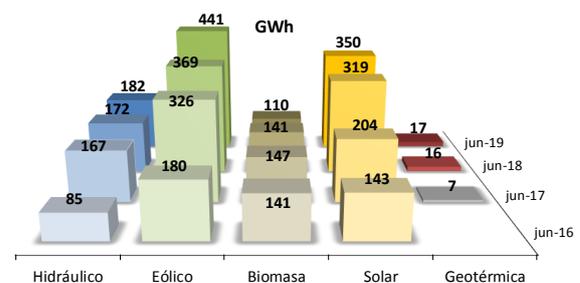


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

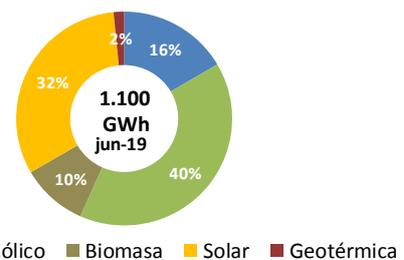


Figura 9: Generación ERNC reconocida en junio 2019 (Fuente: CEN)

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE 439 CNE (20-08-2019) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 3.191 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 32,1% corresponde a tecnología hidráulica (1.079 MW), un 26,1% a tecnología solar (877 MW), un 17,6% a tecnología eólica (591 MW) y un 19,2% a tecnología térmica (645 MW).

De acuerdo con la información anterior y a consideraciones adicionales, la Tabla 4 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
San Gabriel	Eólica	183	ago-19
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 julio de 2019 totalizan 3.154 MW con una inversión de MMUS\$ 5.048, mientras que los proyectos aprobados totalizan 51.437 MW con una inversión de MMUS\$ 109.854.

Durante julio se aprobaron los proyectos solares de 9 MW "El Manzano", "Tabolango", "Playero" y "Tarwi". Se aprobó el proyecto diésel "Cala Morritos" de 200 MW. Adicionalmente, entraron en calificación los proyectos fotovoltaicos "Kimal Solar" de 251 MW, "Taranto Solar" de 9 MW, "Maquehue" de MW, "Ckontor" de 9 MW y "La Peña" de 8 MW.

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\$)
Solar	1.878	2.800	20.404	54.479
GNL	27	16	6.370	6.243
Eólico	1.038	1.640	10.325	20.793
Carbón	0	0	7.030	13.603
Diésel	0	0	2.758	6.473
Geotérmica	0	0	170	710
Hidráulica	211	593	3.918	6.632
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Total	3.154	5.048	51.437	109.854

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

- Transmisora Valle Allipén S.A. contra Grupo El Manzano-El Canelo, respecto del régimen de acceso abierto ([ver más](#)).
- Transmisora Valle Allipén S.A. contra Enerbosch S.A., respecto del régimen de acceso abierto ([ver más](#)).
- 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

Agosto 2019



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales: [Twitter](#) y [LinkedIn](#)

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
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.