

Reporte Mensual del Sector Eléctrico Abril 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	10



Comercializadores ¿competencia para bajar las cuentas?

Saliendo de la polémica por los medidores inteligentes y considerando las indicaciones de corto plazo que se pretenden incorporar a la ley eléctrica (cambio en la tasa de retorno, definición de áreas típicas, entre otros), la discusión ahora se debería centrar en la reforma de la ley al segmento de distribución. Últimamente ha tomado mayor fuerza la idea introducir competencia en el segmento y una de las alternativas posibles sería la separación de la actividad actual en dos: una de operación, planificación y mantenimiento de redes, de carácter monopólico, y otra de comercialización de energía (compra y venta) de naturaleza competitiva.

Los comercializadores serían los encargados de la venta de electricidad a los consumidores finales a partir de contratos de abastecimiento con medios de generación, permitiendo a los clientes finales la libre elección de suministrador de servicio eléctrico. En este caso la empresa distribuidora sería sólo la encargada de planificar, operar y mantener los activos que componen el sistema de distribución. Así, en un contexto de comercialización, la tarifa al cliente final tendría una componente libremente contratada a un comercializador y una componente regulada asociada a la infraestructura eléctrica. La Figura 1 muestra como referencia la tarifa residencial tipo BT1 para clientes de Enel Distribución y su eventual composición con el comercializador.

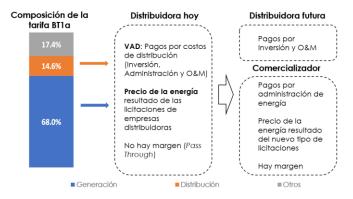


Figura 1: Composición tarifa residencial (Fuente: Licitaciones Eléctricas, Elaboración Propia)

En los países donde existe la figura del comercializador, el rol del regulador generalmente tiene relación con facilitar la competencia y establecer los límites y condiciones para la correcta convivencia entre el comercializador y el consumidor final. Sin embargo, en algunas jurisdicciones se establecen regulaciones adicionales, por ejemplo, en el Reino Unido se estableció límites a las tarifas para los consumidores residenciales, respondiendo preocupación sobre la equidad tarifaria en distribución. También se incluyó la figura del comercializador de último recurso ("Guidance on supplier of last resort and energy supply company administration orders", 2016), que atiende a una opción de respaldo por parte del regulador en caso de necesitar asegurar el suministro para clientes que lo pierdan por insolvencia de la empresa que le presta servicio. Si bien, a nivel internacional existe evidencia de mayor competencia en la comercialización, existe una dificultad por parte el usuario al acceso de la mejor tarifa posible, principalmente relacionado a la comprensión del servicio entregado y los tiempos invertidos en el proceso ("A critique of the Victorian retail electricity market", 2015).

De implementarse este esquema en Chile, será clave el diseño de los contratos entre comercializadores y clientes finales, y también su vinculación con las licitaciones de suministro de largo plazo a empresas distribuidoras. El momento actual está determinado por contratos que fueron firmados con un contexto regulatorio en particular, el cual frente al eventual ingreso de nuevos actores debería mantenerse.

Una alternativa para el ingreso del comercializador es una penetración gradual en la medida que expiren los contratos ya firmados y exista nueva energía que pueda ser comercializada (desde el 2024 en adelante). Dado un volumen de energía disponible de ser comercializada (producto del vencimiento de un contrato actual) no resultará sencillo determinar el tamaño o tipo del cliente que tiene prioridad para acceder a dicha energía de forma no discriminatoria, así como tampoco establecer los criterios que deben ser considerados para esta cuota de migración disponible (dado que los contratos se vencen paulatinamente no todos los clientes podrán cambiarse instantáneamente a un comercializador). Además, de ingresar el comercializador, también deberán implementarse mecanismos complementarios garanticen tanto el incentivo a la oferta económica de generación, como también otros mecanismos que aseguren la suficiencia del sistema en el largo plazo, por ejemplo licitaciones por capacidad ("Review of Colombian Auctions for Firm Energy", 2015).

Los temas que se están discutiendo hoy, como la rentabilidad y la calidad, están más relacionados con la mantención y operación de redes, en cambio el ingreso de los comercializadores está relacionado con los precios de energía y negocios asociados. En comparación con el esquema de licitaciones de suministro, el cual ha tenido exitosos resultados, no resulta evidente que los comercializadores puedan lograr mejores precios. Tampoco es evidente que la comercialización genere estabilidad de precios, equidad tarifaria para los usuarios, cobertura para todas las zonas del país, o que viabilice proyectos nuevos que agregan suficiencia al sistema, temas que deberán ser abordados durante la discusión de la nueva ley de distribución.

Sin perjuicio de la anterior, con la llegada de las nuevas tecnologías la separación de la actividad monopólica de las no monopólicas (entre ellas la comercialización) puede jugar un importante rol en la distribución del futuro, facilitando la competencia en nuevos negocios, tales como generación distribuida, carga de vehículos eléctricos, baterías domiciliarias, entre otros. Sin embargo, antes de proponer la introducción de la comercialización al mercado regulado es necesario analizar para el contexto chileno el trade-off entre los efectos en tarifas (renunciar a las licitaciones de largo plazo de clientes regulados) versus los beneficios de los potenciales negocios competitivos que traerán las nuevas tecnologías, de modo de evaluar si realmente todos los efectos tendrán un balance positivo para el cliente final.



Análisis de operación

Generación

En el mes de marzo la generación total del SEN fue de 6.625 GWh/mes, un 10,5% mayor a febrero de 2019 (5.994 GWh/mes) y un 2,1% mayor que marzo de 2018 (6.489 GWh/mes).

La participación de la generación hidroeléctrica y en base a diésel disminuyó en un 8,8% y 2,6%, respectivamente, con respecto al mes anterior. En contraste, la participación del carbón, GNL, energía solar, eólica y otras fuentes aumentaron en un 18,3%, 18,4%, 9,3%, 31,8% y 18,4% respectivamente, en relación con el mes de febrero.

Durante marzo estuvieron en mantenimiento las unidades Ventanas 2 (26 días), Rucúe (25 días), Angostura (23 días), Rapel (16 días), Nueva Renca GNL (15 días), Tarapacá-CTTAR (10 días), Norgener-NTO2 (7 días), Pehuenche (7 días), La Higuera (5 días), Cipreses (4 días), Pangue (4 días), Los Guindos (4 días) y Nehuenco 2 GNL (2 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de marzo, la potencia máxima generada fue de 10.358 MW el día 1, la mínima fue de 7.002 MW el día 17 y el promedio fue de 8.912 MW. La figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de marzo, 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 febrero de 2019, durante marzo 2019 la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. No obstante, se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 70% del promedio mensual entre los años 1994 y 2018 (ver Figura 4). En lo que va del año hidrológico 2018/2019 (abril de 2018 – febrero 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 <u>Estadísticas Systep</u>, sección Datos de Operación del SIC-SING.

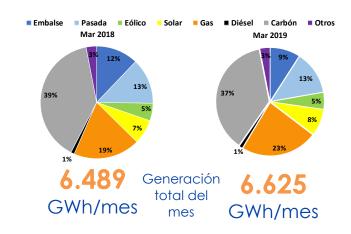


Figura 2: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Figura 3: Generación bruta del SEN marzo 2018 (Fuente: CEN)

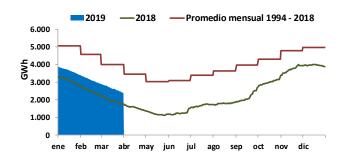


Figura 4: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)



Análisis de operación

Costos Marginales

En marzo el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 49,16 US\$/MWh, lo cual es un 4% menor al costo de febrero de 2019 (51,18 US\$/MWh), y un 13% mayor respecto a marzo de 2018 (43,5 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel y en demanda baja por el carbón, observándose máximos por sobre los 80 US\$/MWh y múltiples escenarios de vertimiento (ver Figura 5).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 63,5 US\$/MWh, lo cual es un 23% mayor con respecto a febrero de 2019 (50,2 US\$/MWh) y un 16% menor con respecto a marzo de 2018 (73,3 US\$/MWh). Estos costos estuvieron fuertemente determinados por el valor del gas en demanda baja y por el diésel en demanda alta (ver Figura 6).

Durante marzo 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 centro – sur del sistema (ver Figura 7). El total de desacoples del SEN fue de 1.100 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron Cautín 220 – TAP Rio Toltén 220 (38 eventos), P. Azúcar 220 – P. Colorada 220 (41 eventos), L. Vilos 220 – L. Palmas 220 (42 eventos), D. Almagro 220 – D. Almagro 110 (25 eventos), Don Goyo – P. Azúcar (25 eventos), Nogales – L. Vilos 220 (7 eventos) con un desacople promedio de 72,2 US\$/MWh, 20 US\$/MWh, 22,9 US\$/MWh, 38,2 US\$/MWh, 12,9 US\$/MWh y 19,2 US\$/MWh, respectivamente.

Para mayor detalle sobre precios del Sistema, ver <u>Estadísticas Systep</u>, sección Precios del SIC-SING.

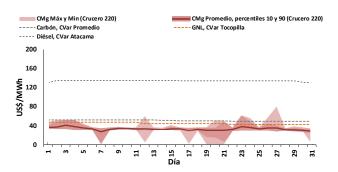


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de marzo para Crucero 220 (Fuente: CEN)

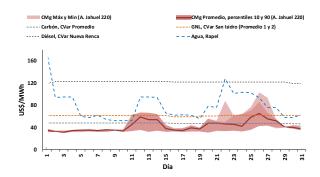


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de marzo para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

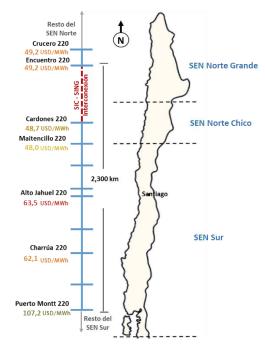


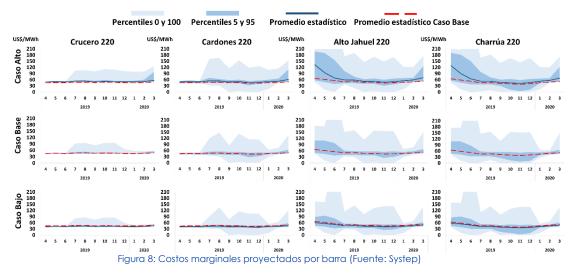
Figura 7: Costo marginal promedio de marzo en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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
CAUTIN 220 -TAP RIOTOLTEN 220	334	72,2	NOGALES 220 - L.VILOS 220	25	19,2
P.AZUCAR 220 - P.COLORADA 220	229	20,0	TAPMREDON 220 - LA_CEBADA 220	23	8,8
LVILOS 220 - L.PALMAS 220	203	22,9	D.ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220	17	37,4
D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	161	38,2	VENTANAS 220 - VENTANAS 110	13	123,2
DON_GOYO 220 - P.AZUCAR 220	86	12,9	LA_CEBADA 220 - DON_GOYO 220	7	1,2



Proyección Systep de costos marginales a 12 meses



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

	Supuesto	;	Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto
Crecimiento	2	018 (Real)	2,9%	2,9%	2,9%
demanda	2019	(Proyectada)	3,0%	3,0%	3,0%
		Mejillones	107,7	119,6	131,6
		Angamos	100,2	111,4	122,5
		Tocopilla	107,8	119,8	131,8
	Carbón	Andina	90,4	100,4	110,5
	US\$/Ton	Hornitos	89,7	99,7	109,7
		Norgener	101,8	113,1	124,4
		Tarapacá	93,5	103,8	114,2
Precios		N. Ventanas	109,3	121,4	133,6
combustibles	Diesel US\$/Bbl	Quintero	91,5	101,7	111,8
	(Quintero)	Mejillones	91,7	101,9	112,1
		San Isidro	5,4	6,0	6,6
	GNL	Nehuenco	7,5	8,3	9,1
	US\$/MMBtu	Nueva Renca	5,3	5,9	6,4
	U 35/ IVIIVIBLU	Mejillones, Tocopilla	4,4	4,9	5,4
		Kelar	9,3	10,3	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 864 MW de nueva capacidad, de los cuales 98 MW son solares, 183 MW eólicos, 110 MW de termosolar y 375 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 marzo, Enel Chile disminuyó su generación hidráulica, pero aumentó su generación térmica. Por otro lado, AES Gener aumentó su generación térmica (carbón). Colbún aumentó su generación a gas y su generación hidráulica. Engie aumentó su generación a carbón y su aporte en Gas Natural. Finalmente, Tamakaya aumentó su generación térmica.

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

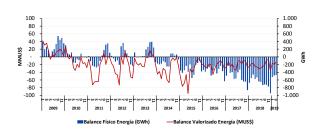
Enel Chile

Generación por Fuente (GWh)				
	Mar 2018	Feb 2019	Mar 2019	
Pasada	286	304	282	
Embalse	497	260	242	
Gas	0	0	0	
GNL	485	0	0	
Carbón	318	294	386	
Diesel	10	1	0	
Eolico	14	19	25	
Solar	0	1	1	
Otro	0	0	0	
Total	1.609	878	936	

*Incluve EGP, Gasatacama v Pehuenche.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
Feb 2019	Mar 2019		
53,8	54,2		
60,4	60,2		
208,2	188,2		
147,9	133,6		
42,3	42,3		
	Feb 2019 53,8 60,4 208,2 147,9		

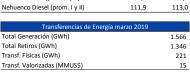
Transferencias de Energía marzo 2019		
Total Generación (GWh)	936	
Total Retiros (GWh)	1.410	
Transf. Físicas (GWh)	-474	
Transf Valorizadas (MUSS)	-12 812	

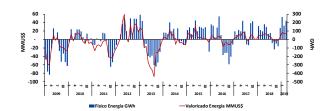


Colbún

Generación por Fuente (GWh)				
	Mar 2018	Feb 2019	Mar 2019	
Diésel	12	33	10	
Carbón	241	228	257	
Gas Natural	439	810	960	
Hidro	426	283	315	
Solar	0	24	25	
Eólico	0	0	0	
Total	1.119	1.377	1.566	

Costos Variables promedio (US\$/MWh)				
Central	Feb 2019	Mar 2019		
Santa María	40,3	40,3		
Nehuenco GNL (prom. I y II)	60,6	60,6		
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	111,9	113,0		
Transferencias de Energía marzo 2019				





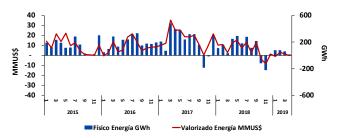
AES Gener

Generación por Fuente (GWh)				
	Mar 2018	Feb 2019	Mar 2019	
Diésel	1	0	0	
Carbón	1.570	1.351	1.527	
Gas Natural	0	4	5	
Hidro	124	135	119	
Solar	6	5	7	
Eólico	0	0	0	
Otro	4	0	0	
Total	1.706	1.496	1.658	

*Incluye Guacolda, Cochrane y Angamos, entre otras.

Central	Feb 2019	Mar 2019
Ventanas prom. (prom. I y II)	55,2	55,3
N. Ventanas y Campiche	51,7	51,7
Angamos (prom. 1 y 2)	45,1	45,1
Guacolda III	46,2	46,7
Norgener (prom. 1 y 2)	47,8	47,8

Transferencias de Energía marzo 2019		
Total Generación (GWh)	1.658	
Total Retiros (GWh)	1.599	
Transf. Físicas (GWh)	59	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1	





Análisis por empresa

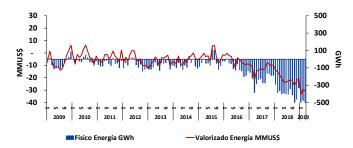
Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2018	Feb 2019	Mar 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	373	186	256
Gas Natural	124	137	164
Hidro	5	5	3
Solar	2	0	0
Eólico	0	0	0
Total	504	327	423

^{*}Considera Andina y Hornitos

Costos Variables promedio (US\$/MWh)						
Central	Feb 2019	Mar 2019				
Andina Carbón	46,9	48,3				
Mejillones Carbón	54,5	55,4				
Tocopilla GNL	44,5	48,5				
Transferencias de Energía marzo 2019						
Total Generación (GWh)		423				
Total Retiros (GWh)		962				
Transf. Físicas (GWh)		-539				

Transf. Valorizadas (MMUS\$)
*Considera Andina y Hornitos



Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)					
lar 2018	Feb 2019	Mar 2019			
5	0	0			
0	0	0			
207	148	209			
0	0	0			
0	0	0			
0	0	0			
212	148	209			
	0 207 0 0	5 0 0 0 207 148 0 0 0 0 0 0			





Para mayor detalle sobre empresas del Sistema, ver <u>Estadísticas Systep</u>, 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 marzo de 2019, es de 91,0 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, en contraste, 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 <u>Estadísticas Systep</u>, sección Precios de licitación del SIC-SING.

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

Empresa Matriz		Precio Medio Licitación*	Energía Contratada	
Generadora	Empresa Matriz	US\$/MWh	GWh/año	
Enel Generación	Enel Chile	86,0	19.081	
Panguipulli	Enel Chile	125,8	565	
Puyehue	Enel Chile	100,9	160	
Colbún	Colbún	85,3	6.932	
Pelumpén	Colbún	88,2	380	
Aes Gener	Aes Gener	89,5	5.601	
Guacolda	Aes Gener	79,5	900	
Engie	Engie	102,2	7.570	
Monte Redondo	Engie	112,6	303	
Amunche Solar	First Solar	68,7	110	
SCB II	First Solar	71,7	88	
E Eléctrica Carén	Latin America Power	114,0	85	
Norvind	Latin America Power	117,4	25	
I.Cabo Leones	Ibereólica / EDF EN	94,7	195	
Chungungo	Atlas Renewable Energy	92,3	190	
San Juan	Latin America Power	106,3	420	
Santiago Solar	AME / EDF EN	82,9	120	
Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	119,1	83	
EE ERNC-1	BCI/ Antuko	117,5	60	
Abengoa	Abengoa Chile	117,9	514	
Diego de Almagro	Prime Energía	115,4	220	
El Campesino	Generadora Metropolitana	98,3	2.000	
E Cerro El Morado	MBI Inversiones	120,9	40	
Aela Generación	Actis/Mainstream	84,1	768	
Acciona	Acciona	100,0	600	
SPV P4	Sonnedix	101,9	20	
Precio Medio de Lici	tación Sistema	91,0	47.029	

^{*} Precios en Barra de Suministro

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada	Precio Medio Reajustado	
Litipiesa Distribuldora	US\$/MWh	GWh/año	US\$/MWh	
Enel Distribución	77,0	17.098	84,2	
Chilquinta	98,8	4.122	97,4	
EMEL	90,2	3.704	94,5	
CGED	107,2	16.072	96,2	
SAESA	82,9	6.034	90,1	
Precio Medio de Licitación Sistema	91,0	47.029	91,0	

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a marzo de 2019, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.836 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 512 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante marzo fue igual a 1.143 GWh, es decir, se superó en un 123% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de marzo 2019 fue un 1,86% mayor a la reconocida en marzo 2018 (1.122 GWh) y un 36,64% mayor a la reconocida en marzo 2017 (836 GWh) (ver Figura 9).

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 50% (566 GWh) seguido por el aporte eólico con un 28% (325 GWh), luego los aportes de biomasa con un 10% (119 GWh) y finalmente hidráulico, que representó un 10% (117 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (16 GWh).

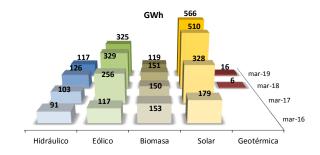


Figura 9: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

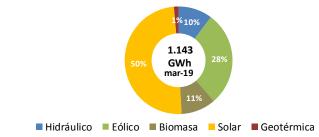


Figura 10: Generación ERNC reconocida en marzo 2019 (Fuente: CEN)



Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE 262 CNE (24-03-2019) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 3.132 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 34,5% corresponde a tecnología hidráulica (1.082 MW), un 23,5% a tecnología eólica (735 MW), un 22% a tecnología térmica (688 MW) y un 19,7% a tecnología solar (618 MW).

De acuerdo con la información anterior y a consideraciones adicionales, la Tabla 5 y la Tabla 6 resumen 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
IEM	Térmica	375	may-19
Huatacondo	Solar	98	jul-19
San Gabriel	Eólica	183	jul-19
CSP Cerro Dominador	Termosolar	110	ene-20

Tabla 6: Proyectos de Transmisión Nacional a un año (Fuente: CNE, Systep)

Proyecto	Responsable	Decreto	Fecha conexión Decreto	Fecha conexión Systep
Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV	Interchile	115/2011	ene-18	iul-19

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver <u>Estadísticas Systep</u>, 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 totalizan 4.578 MW con una inversión de MMUS\$ 6.831, mientras que los proyectos aprobados totalizan 49.841 MW con una inversión de MMUS\$ 107.561.

En el último mes se aprobaron los proyectos solares "Pampa Tigre" de 150 MW y MMUS\$ 65, y "Tamaya Solar" de 122,4 MW y MMUS\$ 101, entre otros, y el parque eólico "Puelche Sur" de 153 MW y MMUS\$ 260 Por su parte, entraron en calificación los proyectos solares "Meseta de los Andes" de 175 MW y MMUS\$ 165 y "El Sauce" de 100 MW y MMUS\$ 130, entre otros; y el parque eólico "Viento Sur" de 215 MW y MMUS\$ 250, entre otros.

Tabla 7: Proyectos de generación en calificación de estudio de impacto ambiental en el Sistema Eléctrico Nacional (Fuente: SEIA)

	En calificación		Aprobados	
Tipo de Combustible	Potencia	Inversión	Potencia	Inversión
	(MW)	(MMUS\$)	(MW)	(MMUS\$)
Solar	1.908	2.505	19.621	53.514
GNL	1.050	1.330	5.840	5.593
Eólico	1.127	2.111	10.241	20.335
Carbón	0	0	7.030	13.603
Diésel	241	113	2.577	6.388
Geotérmica	50	200	120	510
Hidráulica	203	573	3.949	6.697
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Total	4.578	6.831	49.841	107.561

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver <u>Estadísticas Systep</u>, sección Infraestructura SIC-SING.

Seguimiento regulatorio

Ministerio de Energía

• Aprueba Reglamento de Servicios Complementarios (ver más).

Comisión Nacional de Energía

- Proceso de modificación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de distribución (ver más).
- Proceso Normativo sobre Servicios Complementarios mesas de trabajo (ver más)
- Proceso Normativo sobre Declaración de Costos Variables (ver más).
- Proceso elaboración Anexo Técnico Sistemas de Medición, Monitoreo y Control estuvo en consulta pública (ver más).

Coordinador Eléctrico Nacional

• Se publicó la propuesta de expansión de la transmisión 2019 (ver más).

Panel de Expertos

- Discrepancia N03-2019: Discrepancia contra Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018 aprobado por la Comisión Nacional de Energía (ver más).
- Discrepancia N05-2019: Discrepancia de Aes Gener respecto de la Reliquidación de los Balances de Transferencias de Energía versión definitiva periodo septiembre y diciembre de 2011 (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



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510 Fax +56 2 2232 2637

reporte@systep.cl www.systep.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

<u>rjimenez@systep.cl</u>

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados

<u>plecaros@systep.cl</u> 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.