

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Abril 2017

[Volumen 10, número 4]

Contenido

Editorial	2
SIC	3
Análisis de operación del SIC	3
Proyección de costos marginales System	4
Análisis por empresa	5
SING	6
Análisis de operación del SING	6
Proyección de costos marginales System	7
Análisis por empresa	8
Suministro a clientes regulados	9
Energías Renovables No-Convencionales	9
Monitoreo regulatorio y hechos relevantes	10
Proyectos en SEIA	10

Limitado crecimiento económico impacta la demanda eléctrica

La Comisión Nacional de Energía (CNE) en su último informe de Licitación 2017¹, formula una disminución del monto de energía a licitar en la licitación 2017-01, debido a un menor crecimiento de la demanda esperada y a la reciente migración de clientes regulados hacia el segmento de clientes libres. Esto es el resultado de un cambio notable del comportamiento y tendencia de la demanda en los últimos años (Figura 1).

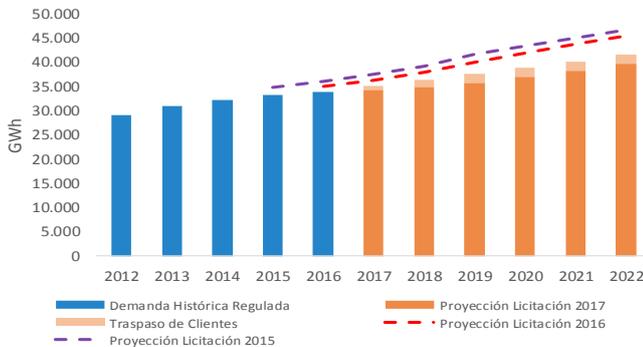


Figura 1. Demanda histórica SIC y SING, con proyección a largo plazo según Informe de Licitación 2017, 2016 y 2015. (Fuente: CNE).

En efecto, en la proyección de demanda regulada realizada por la CNE en el informe de licitaciones 2017, se anticipa una tasa de crecimiento promedio anual de 3,0% para el quinquenio 2018-2022, valor muy por debajo de los publicados en los informes de licitaciones 2016 y 2015, en donde se proyectaban tasas de crecimiento promedio quinquenal de 4,6% y 4,4%, respectivamente (Figura 2). Los constantes ajustes a la baja en las proyecciones de demanda se traducen en una reducción de 45.585 GWh (proyección 2016) a 39.673 GWh (proyección 2017) para el año 2022.

El menor dinamismo económico nacional ha afectado las perspectivas de crecimiento de la demanda eléctrica en general (libre y regulada), menor dinamismo que se refleja en el Informe de Política Monetaria de diciembre de 2016. En el caso de las proyecciones de demanda regulada, las principales variables explicativas en los últimos años han sido el PIB y el crecimiento demográfico. De estas dos variables, la estimación de crecimiento del PIB a mediano plazo ha disminuido su promedio quinquenal de un 3,7% (proyección 2016) a un 3,2% (proyección 2017), mientras que la proyección de crecimiento demográfico no ha experimentado mayor variación.

Por otra parte, para la proyección de demanda de los clientes libres, el estudio de previsión de demanda 2016-2036², publicado en enero de 2017 por la CNE en conjunto con el Informe de Precio de Nudo, espera para el próximo quinquenio una tasa de crecimiento del 2,6%, menor a la proyección anterior (octubre 2015) con una tasa de crecimiento promedio quinquenal del 5,2%, como se aprecia en la Figura 2. El cambio en las expectativas de crecimiento de clientes libres se traduce en una demanda de 38.025 GWh (proyección 2017) al 2022, menor a la presentada en la proyección 2015, con 46.025 GWh.

La baja en la expectativa de crecimiento de clientes libres se puede asociar en buena parte a un peor desempeño del sector minero, teniendo en cuenta la baja en inversiones asociadas para nuevos proyectos. Por ejemplo, desde el 2014 solo ha entrado en operación el proyecto de la Desaladora EWS (2016) y el siguiente proyecto que se espera es la expansión de Minera Quebrada

Blanca para el 2018. Sin embargo, durante el 2015 también se esperaba la entrada de las mineras Nueva Esperanza y Santo Domingo (ambas suspendidas) y el proyecto Cerro Blanco, postergada de 2016 a 2019. En conjunto, estos proyectos representan un consumo de 823 GWh anuales menos al 2018.

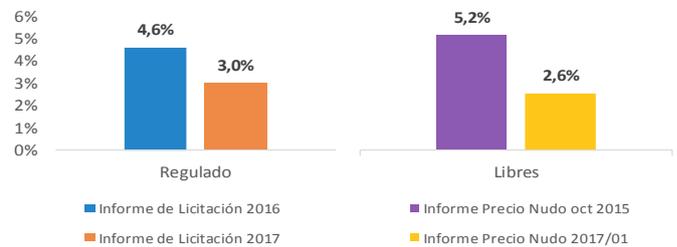


Figura 2. Comparación de tasas de crecimiento quinquenal 2018-2022, de acuerdo Informe de licitación 2017 y 2016, CNE- Informe de previsión de demanda 2016-2036 y 2015-2030. (Fuente: CNE).

Mayor oferta y competencia

La entrada de nuevos proyectos de generación ha provocado una mayor competencia en el mercado, además de condiciones económicas más favorables de precio y oferta para los contratos de clientes. Efectivamente, tras el éxito de la Licitación 2015/01 se presenta un excedente de energía sin contratar por parte de empresas no adjudicadas y con centrales ya existentes.

A esto se suman otras tendencias, la cual es el creciente traspaso de clientes regulados a clientes libres y, en menor medida, la eficiencia energética. En efecto, los clientes entre 500 y 5.000 kW pueden optar a ser libres, para hoy acceder a nuevos contratos (individual o grupalmente), con mejores precios y con efecto inmediato en el costo de suministro. Estas nuevas condiciones ya se ven reflejadas en el traspaso de clientes regulados a libres totalizando 2.013 GWh para el 2022 según el informe de licitaciones 2017.

Otro efecto directo de los cambios en el mercado es la reducción del volumen de energía a licitar en las Licitaciones 2017/01, incluso versiones recientes de prensa hablan de una reducción a 2.000 GWh o menos, junto a la postergación en un año del compromiso de inicio de suministro hasta el 2023. Además, se observa un riesgo de sobrecontratación para el quinquenio 2018-2022 por 7.391 GWh al 2019, equivalente al 59% de la energía licitada el 2016. Esto contrasta con la proyección de demanda publicada en el año 2016 (Licitación 2015/01), cuando esto no se esperaba. Esta sobrecontratación perjudica a todos los generadores con contratos vigentes al 2019, implicando un menor nivel de facturación de energía, repartido a prorrata de sus montos contratados, resultando una mayor exposición al spot.

En resumen, la CNE ha formulado proyecciones de demanda esperada que han sobreestimado el crecimiento real del país, por lo tanto, han debido ser ajustadas a la baja (-2,3 puntos en la tasa de clientes libres y -0,8 puntos para los clientes regulados en su tasa promedio para el próximo quinquenio, sin contar el efecto de traspaso de un segmento al otro), teniendo un efecto directo sobre la energía a licitar. El desafío que enfrenta la Autoridad es buscar identificar en intervalos menores, con mayor periodicidad, las tendencias del desarrollo futuro de la demanda.

El nuevo equilibrio resultante entre mayor oferta de generación y menor demanda eléctrica, anticipa un difícil desarrollo de nuevos proyectos de generación. La falta de oportunidades de contratación puede redundar en una mayor proactividad de las nuevas empresas, muchas ERNC, para levantar clientes de las empresas tradicionales.

¹ Resolución Exenta N°134/2017, aprueba informe preliminar de licitaciones. ([link](#))

² Resolución Exenta N°53/2017, aprueba informe definitivo de previsión de demanda 2016-2036 SIC-SING. ([link](#))

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de marzo la operación del SIC se caracterizó por una participación hidráulica de un 27%, menor al mes anterior. Por otra parte, la participación del carbón aumentó a 30% mientras la de GNL aumentó a un 28%. Por su parte, la generación renovable eólica y solar fue de 4% para ambas tecnologías. Finalmente, la participación diésel aumentó a (2%) (ver Figura 3).

Durante el mes de marzo estuvieron en mantenimiento mayor las unidades hidráulicas U1 de Pehuenche (285 MW, 31 días), U2 de Ralco (345 MW, 9 días), Colbún U1 (237 MW, 23 días), Rucúe U3 (89,2 MW, 25 días), Rapel U3 (75,6 MW, 5 días), Rapel U4 (75,6 MW, 7 días), Angostura U1 (139 MW, 24 días), Angostura U2 (139 MW, 5 días), y la unidad U2 de Pangue (465 MW, 10 días).

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 19% del promedio mensual histórico (ver Figura 4). En lo que va del año hidrológico 2016/2017 (abril de 2016 a marzo de 2017), el nivel de excedencia observado es igual a 93%, es decir, se ubica entre el 7% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Durante marzo la operación de los ciclos combinados se dio de forma constante, en donde la central San Isidro operó con GNL a un precio promedio declarado de 6,36 US\$/MMBtu. Por otro lado, Nehuenco declaró un costo variable combustible nulo. En tanto, la central Nueva Renca operó con GNL declarando un precio de 6,61 US\$/MMBtu promedio del mes.

En marzo el costo marginal del SIC promedió 84,7 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 11% mayor respecto al mes de marzo de 2016 (76,4 US\$/MWh), y 53% mayor respecto a febrero de 2017 (55,5 US\$/MWh), esto principalmente debido al aumento del valor del agua embalsada. Los costos marginales en marzo estuvieron determinados por el valor del diésel, agua y el GNL (ver Figura 5).

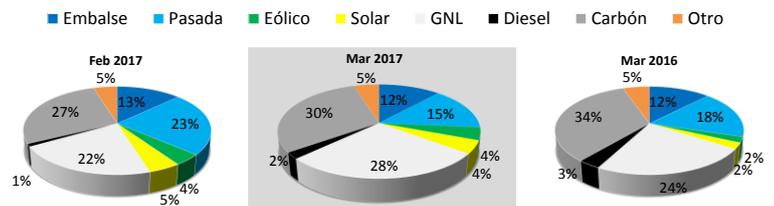


Figura 3: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CEN)

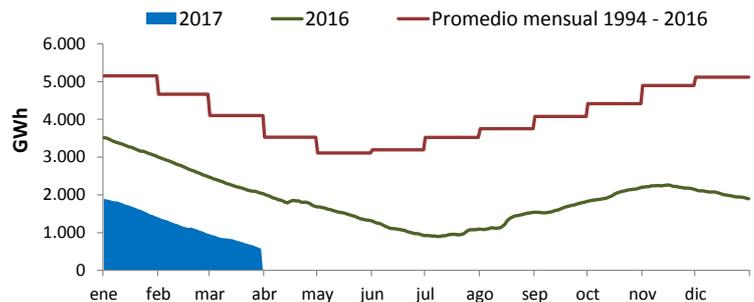


Figura 4: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

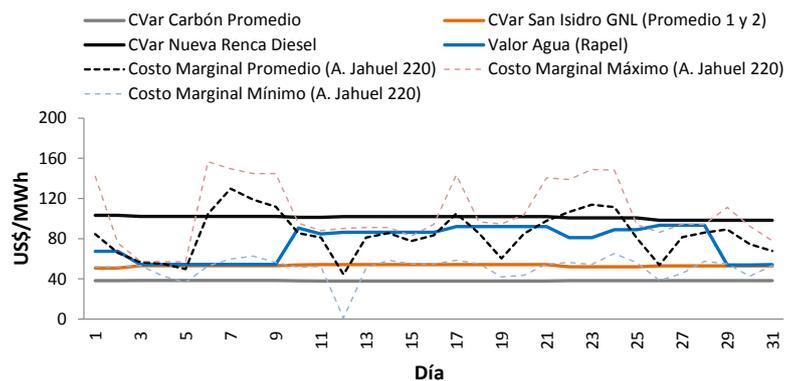


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de marzo (Fuente: CDEC-SIC)

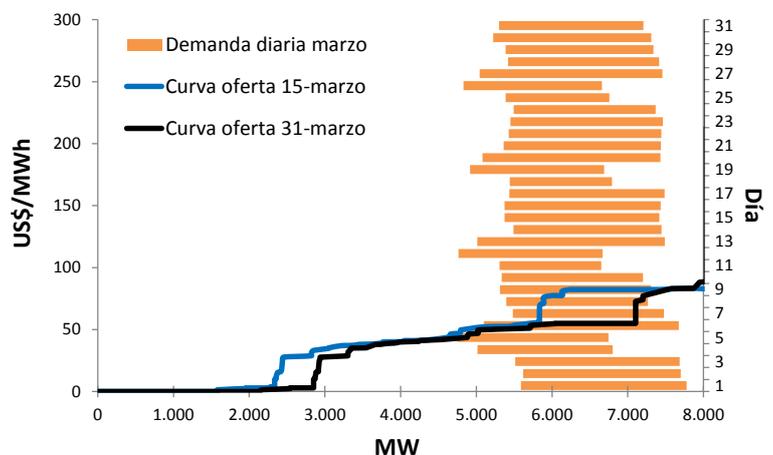


Figura 6: Demanda diaria durante marzo y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CEN, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

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 considera a la central San Isidro con capacidad de generación limitada entre abril y diciembre de 2017. La central Nueva Renca, de AES Gener, cuenta con un contrato de abastecimiento con ENAP que le proporciona disponibilidad limitada en el primer mes de proyección. Nehuenco se considera con disponibilidad de GNL limitada hasta agosto de 2017. Adicionalmente, se han considerado los mantenimientos de las unidades generadoras del SIC según lo establecido en el último programa de mantenimiento mayor.

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 CEN, no es posible garantizar que los supuestos anteriores ocurran exactamente como se han modelado, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto a los costos reales.

Tabla 1: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep (Fuente: Systep)

Supuestos SIC		Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL
Crecimiento demanda	2016 (real)	1,5%	
	2017	2,0%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)	91,5	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	72,9	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	6,1	
	San Isidro Nehuenco Nueva Renca	0,0 6,3	0,0 9,9
Disponibilidad GNL (Potencia Central %)	San Isidro (Abr17)	Limitada (70%)	Limitada (70%)
	San Isidro (May17 - Jul17)	Limitada (54%)	Limitada (54%)
	San Isidro (Ago17)	Limitada (51%)	Limitada (51%)
	San Isidro (Sep17 - Dic17)	Limitada (54%)	Limitada (54%)
	San Isidro (Ene18 - Mar18)	Completa (100%)	Completa (100%)
	Nueva Renca (Abr17)	Limitada (98%)	Limitada (49%)
	Nueva Renca (May17 - Ago17)	Completa (100%)	Limitada (50%)
	Nueva Renca (Sep17)	0	0
	Nueva Renca (Oct17)	Completa (84%)	Completa (42%)
	Nueva Renca (Nov17 - Dic17)	Completa (100%)	Limitada (50%)
	Nueva Renca (Ene18 - Mar18)	0	0
	Nehuenco (Abr17)	Limitada (80%)	Limitada (40%)
	Nehuenco (May17)	Limitada (92%)	Limitada (46%)
	Nehuenco (Jun17)	Limitada (64%)	Limitada (32%)
Nehuenco (Jul17)	Limitada (14%)	Limitada (7%)	
Nehuenco (Ago17)	Limitada (39%)	Limitada (19%)	
Nehuenco (Sep17 - Feb18)	0	0	
Nehuenco (Mar18)	Limitada (85%)	Limitada (43%)	

Tabla 2: Indicadores estadísticos de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Costo Marginal Mensual (US\$/MWh)	Caso Alta disp. GNL		Caso Baja disp. GNL	
	Promedio	Desv. Est.	Promedio	Desv. Est.
Abr-2017 a Sep-2017	55,35	12,69	58,25	15,22
Oct-2017 a Mar-2018	45,61	12,73	47,12	13,82

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 758 MW de nueva capacidad, de los cuales 244 MW son solares, 437 MW eólicos y 77 MW hídricos. Cabe destacar que varios de los proyectos de generación han atrasado su fecha de entrada en uno o dos meses con respecto a las fechas informadas en el mes anterior.

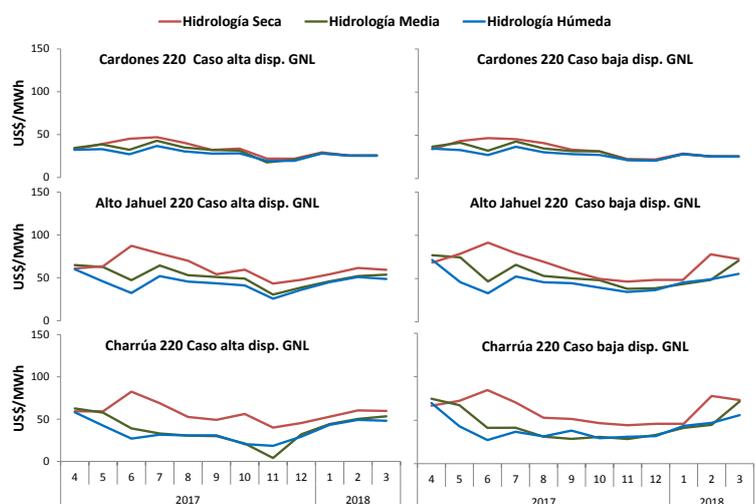


Figura 7: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

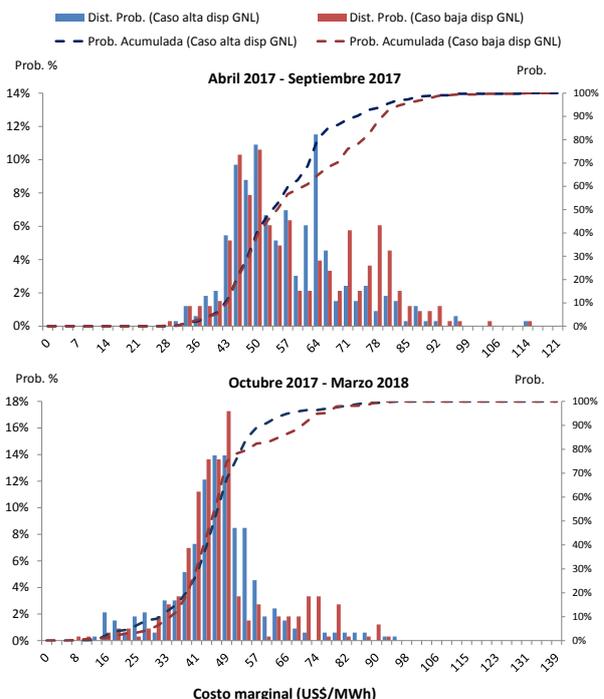


Figura 8: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

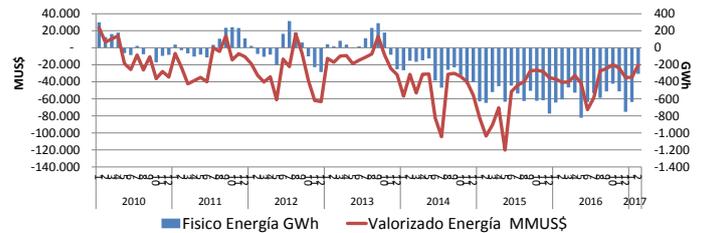
Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

En marzo, Enel Generación disminuyó su generación hidráulica, mientras que aumentó su generación a GNL y carbón. Por su parte, Colbún disminuyó su generación hidráulica y aumentó su generación a GNL, carbón y diésel. AES Gener disminuyó su generación hidráulica y aumentó su generación a GNL y carbón. Finalmente, Guacolda aumentó su generación a carbón y Pehuenche disminuyó su generación hidráulica.

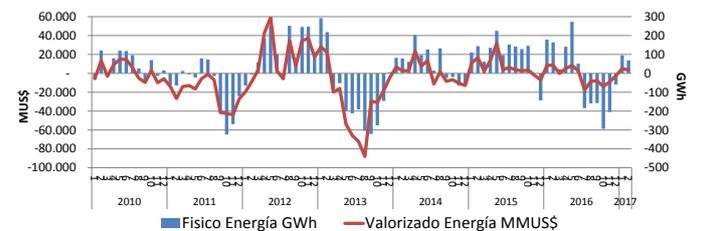
Enel Generación (ex Endesa)

	Generación por fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2017 (US\$/MWh)	
	Feb 2017	Mar 2017	Mar 2016		
Pasada	237	183	210	Bocamina (prom. I y II)	46,2
Embalse	334	315	310	San Isidro GNL (prom. I y II)	53,2
Gas	0	0	0	Taltal Diesel	244,3
GNL	473	594	532	Transferencias de Energía Feb 2017	
Carbón	281	338	316	Total Generación (GWh)	1.333
Diésel	0	0	12	Total Retiros (GWh)	1.640
Eólico	8	8	4	Transf. Físicas (GWh)	-307
Total	1.333	1.437	1.386	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-20,4



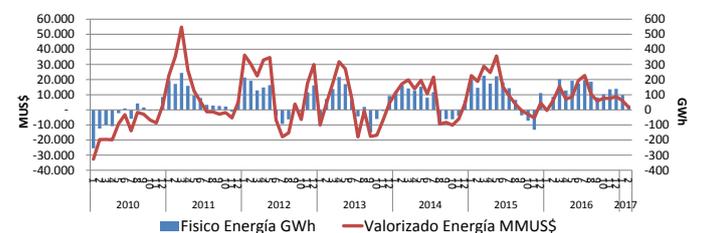
Colbún

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2017 (US\$/MWh)	
	Feb 2017	Mar 2017	Mar 2016		
Pasada	159	119	123	Santa María	28,8
Embalse	146	177	187	Nehuenco GNL (prom. I y II)	2,7
Gas	0	0	0	Nehuenco Diesel (prom. I y II)	84,0
GNL	402	486	440	Transferencias de Energía Feb 2017	
Carbón	227	268	216	Total Generación (GWh)	937
Diésel	4	36	1	Total Retiros (GWh)	869
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	68
Total	937	1.086	968	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	3,4



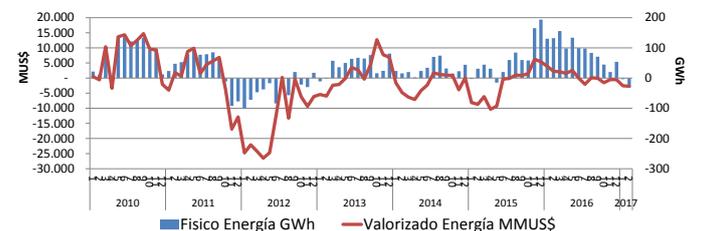
AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2017 (US\$/MWh)	
	Feb 2017	Mar 2017	Mar 2016		
Pasada	151	134	147	Ventanas prom. (prom. I y II)	36,1
Embalse	0	0	0	N. Ventanas y Campiche	40,9
Gas	0	0	0	Nueva Renca GNL	51,1
GNL	68	234	142	Transferencias de Energía Feb 2017	
Carbón	437	522	574	Total Generación (GWh)	662
Diésel	2	1	58	Total Retiros (GWh)	634
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	27,4
Otro	4	4	4	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1,6
Total	662	894	925		



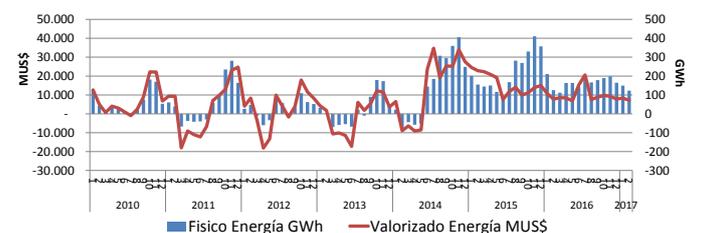
Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2017 (US\$/MWh)	
	Feb 2017	Mar 2017	Mar 2016		
Pasada	0	0	0	Guacolda I y II	37,9
Embalse	0	0	0	Guacolda III	30,3
Gas	0	0	0	Guacolda IV y V	38,5
GNL	0	0	0	Transferencias de Energía Feb 2017	
Carbón	259	312	484	Total Generación (GWh)	259
Diésel	0	0	0	Total Retiros (GWh)	290
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-31,4
Total	259	312	484	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-2,7



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2017 (US\$/MWh)	
	Feb 2017	Mar 2017	Mar 2016		
Pasada	60	31	54	Sólo centrales hidráulicas	
Embalse	89	68	88	Transferencias de Energía Feb 2017	
Gas	0	0	0	Total Generación (GWh)	150
GNL	0	0	0	Total Retiros (GWh)	27
Carbón	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	123
Diésel	0	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	7,2
Eólico	0	0	0		
Total	150	99	141		



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de marzo presentó un aumento de la participación a carbón de un 2% respecto al mes de febrero del año 2017. Por otro lado, la generación GNL disminuyó a un 8% y la solar aumentó a 8% (ver Figura 9).

Durante marzo estuvieron en mantenimiento mayor las unidades CCR1 de Cochrane (275 MW por 27 días), U16-TG y TV de Engie (361 MW por 15 días), MIMB9 de Minera Mantos Blancos (2,8 MW por 19 días) y UG1 de Minera Collahuasi (6,7 MW por 10 días), entre otras.

El precio del GNL declarado por la unidad Tocopilla y Mejillones de Engie fue de 5,3 US\$/MMBtu promedio en marzo. De este modo, durante marzo, el costo variable del GNL de Engie se ubicó levemente más abajo que los costos variables promedio del carbón (ver Figura 10).

Los costos marginales de marzo en demanda baja fueron marcados por el GNL, mientras que en demanda alta el costo marginal estuvo marcado por el diésel y carbón (ver Figura 11).

El promedio mensual del costo marginal de marzo en la barra Crucero 220 fue de 57 US\$/MWh, lo cual representa una disminución de 5% respecto del mes de febrero de 2017 (60 US\$/MWh), y un aumento de un 16% respecto a marzo de 2016 (49,6 US\$/MWh).

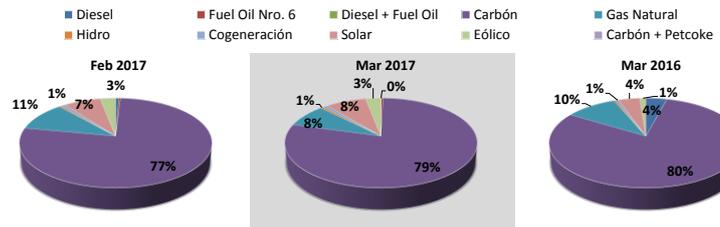


Figura 9: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CEN)

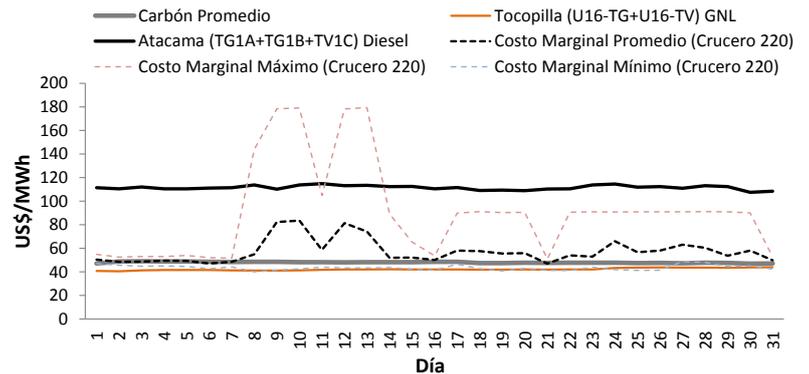


Figura 10: Principales costos variables y costo marginal diario de marzo (Fuente: CEN)

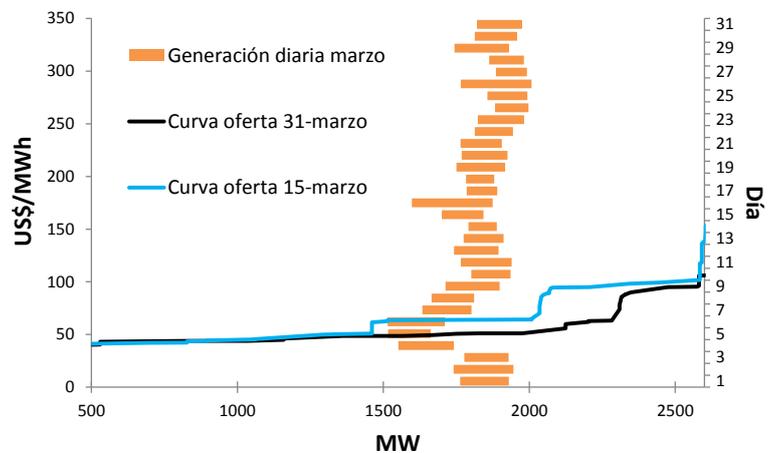


Figura 11: Generación diaria durante marzo y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CEN, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Considerando la última información publicada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y lo informado por los grandes consumidores del SING, se espera que la demanda eléctrica para el año 2017 crezca cerca de un 7,7% con respecto al 2016. Este alto crecimiento se debe principalmente a la toma de carga de los proyectos mineros Escondida Water Supply y la reactivación de la concentradora Los Colorados, ambos de Minera Escondida. Sin embargo, considerando el escenario actual de desaceleración de la actividad minera en el país que ha involucrado anuncios de paralización de algunas faenas y la reducción de la producción de otras, no es posible garantizar que las proyecciones de demanda se mantengan en el corto plazo.

A raíz de la incertidumbre asociada a la estimación de demanda en el SING, Systep ha considerado 3 escenarios distintos de demanda para esta proyección de costos. A partir de la proyección de la demanda base, que considera las expectativas informadas por los grandes clientes, se derivan dos casos comparativos: baja demanda y alta demanda.

Tabla 3: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta	
Crecimiento demanda	2016 (real)	2,4%	2,4%	2,4%	
	2017	2,3%	7,7%	13,1%	
Combustible	Diesel Mejillones US\$/Bbl	71,2			
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	99,5		
		Angamos	95,5		
		Tocopilla	100,9		
		Andina	95,2		
		Hornitos	99,0		
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla, Kelar	98,8			
		96,8			
		5,3			
Disponibilidad GNL	U16	Limitada (0% - 35%)			
	Kelar	Limitada (0% - 62%)			
	CTM3	Sin GNL			
	Otros	Sin GNL			

Respecto a los proyectos de generación, dentro de los próximos 12 meses se espera la entrada de 250 MW, dentro de los cuales los 250 MW corresponden a solares.

Considerado el escenario de demanda base, se proyecta un costo marginal promedio en la ventana de 12 meses de 58,4 US\$/MWh. Para los escenarios de baja demanda y alta demanda los costos proyectados alcanzan los valores de 55,8 US\$/MWh y 60,8 US\$/MWh, respectivamente.

Cabe destacar que debido a la entrada en operación de nuevos proyectos de generación de base en el SING (Kelar), los costos marginales en los distintos escenarios de demanda no presentan diferencias significativas. Sin embargo, la variación en los costos marginales que se observan a principios de 2018 es debido a centrales que entran en mantenimiento, según lo informado por el CEN en el programa de mantenimiento mayor.

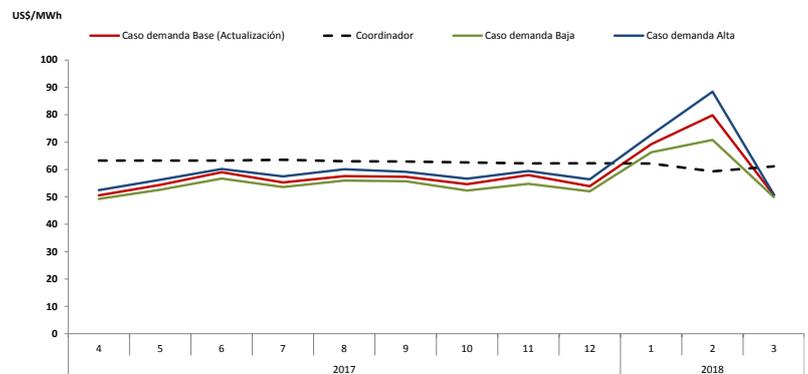


Figura 12: Proyección de costos marginal SING en barra Cruceiro 220 kV, para distintas condiciones de demanda (Fuente: Systep)

Respecto a las unidades térmicas en base a GNL, se actualizó la disponibilidad de GNL de acuerdo a la información declarada por las empresas. En particular para la unidad U16, la disponibilidad de GNL se actualizó conforme a lo proyectado en el mes de marzo de 2017 por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Finalmente, es importante mencionar que los resultados aquí expuestos corresponden a la simulación del despacho económico de carga del SING, en donde el costo marginal corresponde al costo variable de la unidad más cara en operación. En la proyección no se considera la aplicación de toda la normativa legal vigente: Procedimiento de Cálculo del Costo Marginal, Resoluciones Ministeriales y otros. Por tanto, los costos marginales proyectados podrían sobrestimar los costos marginales finalmente utilizados en las transferencias de energía en el CEN.

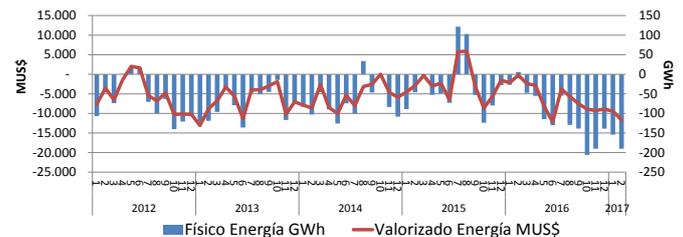
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de marzo, Engie (Ex E-CL) disminuyó su participación de GNL y carbón, disminuyendo la energía total generada respecto al mes anterior. Por su parte, AES Gener aumentó su generación en base a carbón, mientras que GasAtacama aumentó su operación a carbón y no generó con diésel. Finalmente, Tamakaya disminuyó su generación con GNL y no presentó generación con diésel.

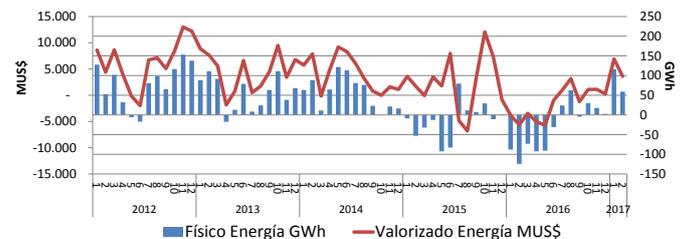
Engie (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2017 (US\$/MWh)	
	Feb 2017	Mar 2017	Mar 2016		
Diesel	1	0	2	Andina Carbón	44,0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Mejillones Carbón	56,1
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	42,2
Carbón	433	292	633	Transferencias de Energía Feb 2017	
Gas Natural	95	83	167	Total Generación (GWh)	531
Hidro	3	5	3	Total Retiros (GWh)	722
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-190,4
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-11.669
Total	531	380	805		



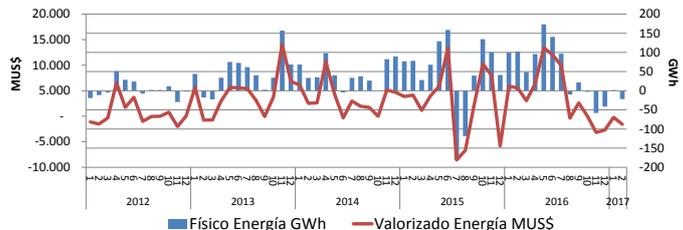
AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2017 (US\$/MWh)	
	Feb 2017	Mar 2017	Mar 2016		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	40,4
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	44,3
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Feb 2017	
Carbón	562	722	581	Total Generación (GWh)	562
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	502
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	59,2
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	3.615
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	562	722	581		



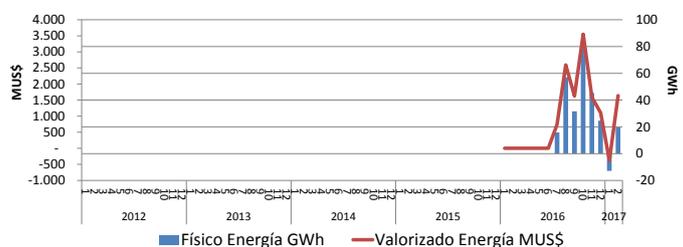
GasAtacama (incluye Celta)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2017 (US\$/MWh)	
	Feb 2017	Mar 2017	Mar 2016		
Diesel	2	0	63	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	111,5
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Celta Carbón (CTTAR)	42,7
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Feb 2017	
Carbón	26	55	0	Total Generación (GWh)	27,9
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	49,7
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-21,8
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-1.579
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	28	55	63		



Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2017 (US\$/MWh)	
	Feb 2017	Mar 2017	Mar 2016		
Diesel	5	0	0	Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	58,9
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Feb 2017	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	48,1
Carbón	0	0	0	Total Retiros (GWh)	28,5
Gas Natural	43	27	0	Transf. Físicas (GWh)	19,6
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.641
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	48	27	0		



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 2017, es de 87,9 US\$/MWh para el SIC y 86,5 US\$/MWh para el SING, referidos a barra de suministro (ver Tabla 4).

En la Tabla 5 se muestran los precios de licitación promedios por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes. Se observa que actualmente Chilectra y SAESA acceden a menores precios y, en contraste, actualmente CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras del SIC y SING.

Los valores de la Tabla 4 y 5 sólo consideran las licitaciones de suministro oficializadas a través del último decreto de precio nudo promedio correspondiente a agosto de 2016.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de febrero de 2017, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.758 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 6,5% y 9%, respectivamente, fueron iguales a 265 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante enero fue igual a 767 GWh, es decir, superó en un 190% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de febrero, la mayor parte fue generada por centrales solares (40%), seguidas por eólicas (30%) y centrales biomasa (16%). La menor generación fue de centrales hidroeléctricas, representando un 14% de la energía ERNC. La Figura 14 muestra las empresas con mayor inyección reconocida de ERNC, propia o contratada, en los sistemas SIC y SING durante el mes de febrero, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a marzo 2017 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENEL GENERACION	82,8	19.080
COLBÚN	90,4	6.932
AES GENER	91,2	5.446
CAMPANARIO	113,9	990
GUACOLDA	83,3	900
PANGUIPULLI	125,1	565
M. REDONDO	108,5	303
D. ALMAGRO	111,2	220
CHUNGUNGO	91,6	190
PUYEHUE	97,1	165
PUNTILLA	114,8	83
ERNC-1	116,6	60
C. EL MORADO	120,0	40
CAREN	114,4	25
SPV P4	101,2	20
Precio Medio de Licitación SIC	87,9	
SING		
ENGIE	86,5	2.530
Precio Medio de Licitación SING	86,5	

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a marzo 2017 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	73,8	14.423
Chilquinta	94,1	3.567
EMEL	94,7	2.432
CGED	107,7	9.949
SAESA	81,1	4.647
Precio Medio de Licitación SIC	87,9	
SING		
EMEL-SING	86,5	2.530
Precio Medio de Licitación SING	86,5	

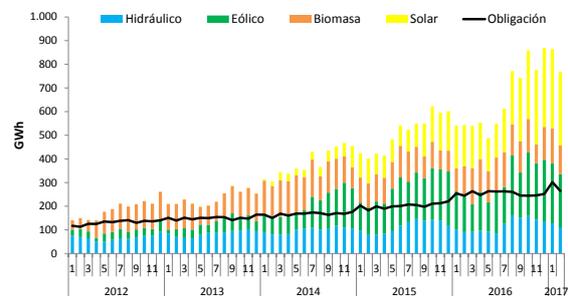


Figura 13: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CEN)

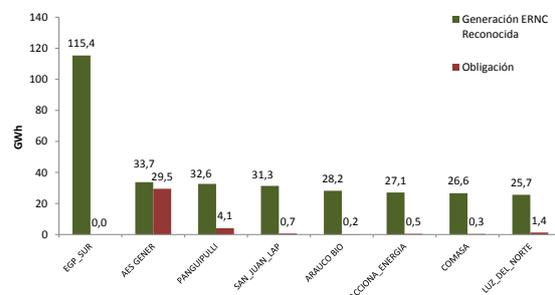


Figura 14: Generación reconocida y obligación por empresa, febrero de 2017 (Fuente: CEN)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Nuevo reglamento sobre acceso abierto

El pasado 7 de abril se publicó el nuevo reglamento de la Ley N° 20.936 "Establece términos y condiciones de aplicación del régimen de acceso abierto a que se refieren los artículos 79° y 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos". Dentro de los principales cambios se destacan las nuevas tareas que tendrá el Coordinador Eléctrico Nacional, la posibilidad de discrepar ante el Panel de Expertos, y la definición de lo que se entenderá por condiciones técnicas y económicas no discriminatorias, entre otros [\(ver más\)](#).

Ley General de Servicios Eléctricos

El 11 de agosto de 2016 se inició el segundo trámite constitucional del proyecto que "Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos para imponer a la empresa distribuidora de energía la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de inutilización de las instalaciones por fuerza mayor". La ley introduce mecanismos para la exclusión de pagos de reposición por parte del cliente [\(ver más\)](#).

Nuevo Gobierno Corporativo de Empresa Nacional del Petróleo

El 13 de diciembre, la Cámara de Diputados aprobó el proyecto de ley que establece un nuevo gobierno corporativo de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). La iniciativa busca entregar independencia operacional a la empresa, además de adecuarla a las exigencias que Chile debe cumplir como miembro OCDE. Actualmente la iniciativa se encuentra en segundo trámite constitucional [\(ver más\)](#).

[ISA entregará en octubre la primera fase de la línea Cardones-Polpaico \(ver más\)](#)

El 15 de octubre sería la fecha para disponer de la primera parte de la línea, que va entre las subestaciones Nueva Cardones y Maitencillo.

[Gobierno rebaja 40% volumen de energía a adjudicar en licitación \(ver más\)](#)

"Es el reflejo de que la pequeña y mediana empresa están accediendo de manera adelantada a precios más bajos", comentó el titular de la cartera, Andrés Rebolledo.

[Solo 14% de proyectos ERNC con permiso ambiental están operando o en construcción \(ver más\)](#)

El estancamiento de la demanda y los cambios en el mercado estarían dificultando la obtención de contratos y el financiamiento de los nuevos proyectos renovables.

[Matriz de AES Gener incluye a Nueva Renca en plan de venta de activos por US\\$500 millones \(ver más\)](#)

La central capitalina se suma a las participaciones en las unidades carboneras Cochrane y Angamos, cuya enajenación la empresa habría reactivado.

[El 42% de los contratos de la licitación eléctrica está pendiente y sin pagar garantías \(ver más\)](#)

La Comisión Nacional de Energía calculó en US\$ 176 millones el monto total que las eléctricas deben enterar para asegurar sus ofertas.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 6.209 MW, con una inversión de MMUS\$ 9.507. En el último mes se aprobaron los proyectos "Parque Eólico Victoria" de 259 MW y 550 MMUS\$ de inversión, "Central de Generación Eléctrica a Gas Teno" de 58 MW y 50 MMUS\$ de inversión, "Planta de Generación Eléctrica a partir de Biomasa Victoria" de 17MW de potencia y 45 MMUS\$ de inversión y el proyecto "Nuevo Parque Eólico Cabo Negro" de 10MW y 20 MMUS\$ de inversión.

En el SING, los proyectos en calificación suman 2.680 MW, con una inversión de MMUS\$ 5.348, mientras que los proyectos aprobados totalizan 15.071 MW con una inversión de MMUS\$ 39.506. En el último mes se aprobó la "Planta de Concentración Solar de Potencia Tamarugal Solar" de 450 MW de potencia y 2.700 MMUS\$ de inversión.

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

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Eólico	1.534	2.831	6.785	14.012
Hidráulica	195	547	3.496	5.983
Solar	1.893	3.449	7.719	17.975
Gas Natural	2.543	2.564	2.208	2.074
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	0	0	2.104	5.711
Biomasa/Biogás	20	44	443	919
Carbón	24	72	5.236	10.031
TOTAL	6.209	9.507	28.062	57.036

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

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Solar	1.390	4.048	9.155	29.542
GNL	1.290	1.300	1.300	1.158
Eólico	0	0	2.074	4.099
Carbón	0	0	1.770	3.500
Diesel	0	0	207	340
Fuel-Oil N° 6	0	0	216	302
Geotérmica	0	0	50	180
Hidráulica	0	0	300	385
TOTAL	2.680	5.348	15.071	39.506

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

abril2017



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

reporte@system.cl

www.system.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@system.cl

Magdalena Cortés S. | Ingeniera de Estudios

mcortes@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.