

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

## SIC y SING

Mayo 2016

[Volumen 9, número 5]

### 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

## Alto incumplimiento de la Norma Técnica en el SIC y SING

La creación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) en el 2005, cuya formulación inicial liderara System, fue el primer paso para establecer directrices y exigencias mínimas que garantizaran el correcto funcionamiento de los sistemas interconectados del país. Así, cada sistema tiene su Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) y a través de su Dirección de Operación (DO) se encarga de establecer pautas para dar cumplimiento a los aspectos técnicos exigidos en la legislación. Desde que se creó la norma técnica en 2005, se han publicado ocho revisiones de la misma, cuatro de las cuales ocurrieron en los últimos 12 meses.

En este escenario normativo cambiante corresponde preguntarse si la NT es realmente efectiva como norma nacional y cuál es el grado de cumplimiento que se tiene de la misma en la realidad. En este sentido, desde la edición de 2009 se establece el deber de cada DO de informar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) anualmente y dentro del primer trimestre del año, el grado de cumplimiento de cada coordinado (propietarios u operadores de las instalaciones a las cuales aplica la NT) en relación a las obligaciones que les impone la propia normativa.

Dentro de los aspectos a cumplir por los coordinados se destacan el Sistema de Información en Tiempo Real (SITR), la disponibilidad de los canales de voz con los Centros de Control (CC), la implementación de los EDAC, EDAG, ERAG y sistemas de protección multifarea, la implementación de Planes de Recuperación de Servicio (PRS) y Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE). Respecto al SITR la norma indica que el tiempo de actualización no debe sobrepasar los 5 segundos. Sin embargo la información disponible para el 2015 señala que, en el caso del SIC solo un 56% (80 coordinados) cumple con los tiempos de actualización requeridos, mientras que los 63 restantes incumplen este requerimiento. Estos números han ido evolucionando desde el 2012 donde se partió con solo un 25%, mientras que en el 2013 aumentó a un 31% y en el 2014 a un 43%. Se destaca que hasta el 2014 la NT permitía retardos de hasta 10 segundos a las instalaciones de clientes y centrales con potencia instalada menor a 4 MW.

La norma establece además que la disponibilidad de la información en el periodo de un año debe ser mayor o igual al 99,5% del tiempo. Sin embargo, en promedio para el SIC, el Centro de Despacho y Control (CDC) tuvo acceso al SITR el 83% del tiempo. El SING por su parte se encuentra en proceso de actualización de su sistema SCADA, por lo que publicará la información del grado de cumplimiento del SITR posteriormente.

En concordancia con lo anterior, al comparar la evolución de la disponibilidad de información del SITR con años anteriores para el SIC y el SING se observa que ambos han tenido avances en relación a la situación que se encontraban en 2011 (Figura 1). Sin embargo aún se está lejos de lo exigido en la norma, por lo que ambos sistemas deben seguir trabajando en conjunto con sus coordinados para dar cumplimiento a cabalidad de ésta.

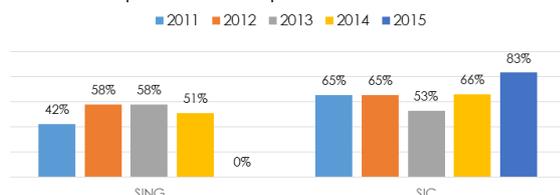


Figura 1: Evolución anual de la disponibilidad de información del SITR para el SING y el SIC (Fuente: Informes grado de cumplimiento SIC y SING)

En relación a los canales de voz, el SING reporta una disponibilidad del 100% (al igual que en el 2014). Mientras que en el SIC el promedio fue de 98,5%<sup>1</sup>, cercano a los 99,5% estipulados en la normativa vigente.

Por otra parte, los Sistemas de Protección Especiales (SPS) como los EDAC, EDAG, ERAG y sistemas de protección multifarea, se implementan para resguardar la integridad de las líneas de transmisión troncal ante posibles fallas en los circuitos o cambios bruscos de la demanda, de manera que el sistema no se vea afectado por estas variaciones y pueda continuar con su operación normal, afectando a la menor cantidad de usuarios posibles.

Cada CDEC a través de su DO, identifica a los coordinados que deben disponer de SPS. En el SIC, 64 coordinados deben disponer de algún tipo de estos equipamientos, 59 de los cuales lo tienen implementado y 5 están en proceso de implementación. Mientras que en el SING, 59 coordinados deben implementar algún tipo de SPS, de los cuales 53 lo tienen implementado y 6 están en proceso de implementación.

Cada DO en cumplimiento con la NT realiza, al menos una vez al año, un estudio para actualizar el Plan de Recuperación de Servicio (PRS). La DO del CDEC-SING envió recomendaciones a siete coordinados, de los cuales tres han enviado sus plazos de implementación y cuatro cuyas respuestas están pendientes. Por su parte, en el SIC la DO envió recomendaciones a dos coordinados, una se encuentra implementada y la otra se encuentra en proceso de implementación.

El Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE) vigente para el SING fue publicado en el 2015, requiriendo la acción de dos coordinados para su completa implementación. Para el SIC, el PDCE vigente fue publicado el año 2013, donde se requiere la implementación de EDAC por gradiente de frecuencia<sup>2</sup> en cuatro coordinados. Dos de estos EDAC se encuentran implementados y los otros dos se encuentran con un avance sobre el 85%.

Las constantes actualizaciones observadas últimamente en la norma técnica ocasionan que los coordinados deban cumplir requerimientos distintos, y en general más exigentes, para los cuales fueron diseñados originalmente. Esto en algunos casos ha implicado que los diseños implementados sean insuficientes bajo las nuevas versiones de la NT, ocasionando costos de inversión que no se tenían contemplados y que en general no son reembolsados, a menos que entren en la categoría de Servicios Complementarios. De acuerdo a la normativa vigente, los coordinados tienen un plazo máximo de 30 meses para realizar las adecuaciones que les permitan incorporar los nuevos requerimientos normativos que correspondan.

Por otra parte, estos cambios sucesivos a la norma también afectan a los proyectos que están en fase de ejecución, ya que pueden implicar cambios de diseño, inversiones adicionales no contempladas, dificultades y retrasos en sus fechas estimadas de puesta en servicio.

Sería conveniente considerar actualizaciones más espaciadas de la norma técnica, por ejemplo una actualización anual, o máximo dos en caso de ser estrictamente necesario, las que a su vez sean programadas en fechas determinadas. Esto favorecería el grado de cumplimiento antes analizado. Al mismo tiempo, contribuiría a que los nuevos proyectos puedan entrar en servicio en los plazos esperados.

<sup>1</sup> Sin contar a la Central Cenizas que está indisponible por incendio.

<sup>2</sup> EDAC activado ante variaciones de frecuencia.

## Sistema Interconectado Central (SIC)

### Análisis de operación del SIC

En el mes de abril la operación del SIC se caracterizó por una participación hidráulica de un 34%, lo cual es un 4% mayor respecto al mes anterior. Por otra parte, la participación GNL se redujo a un 21%, mientras el carbón disminuyó en un 1% (ver Figura 2). Es decir, la mayor disponibilidad de energía de embalse produjo una disminución de la generación en base a GNL y carbón.

Durante el mes de abril estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Pehuenche U-1 (276 MW), Rucúe U-2 (89 MW) y Guacolda U-3 (152,5 MW), entre otras.

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 53% del promedio mensual histórico de abril (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2016/2017 (abril de 2016), el nivel de excedencia observado es igual a 54%, es decir, clasifica como una hidrología media. Debido a las lluvias de abril la central Rapel operó en vertimiento el 22 de abril.

Durante abril la operación de los ciclos combinados se dio de forma constante. La central San Isidro operó sus dos unidades con GNL, a un precio promedio declarado de 5,68 US\$/MMBtu. Mientras que Nehuencho declaró un costo variable nulo. En tanto, la central Nueva Renca, operó con GNL declarando un precio de 5,99 US\$/MMBtu promedio del mes.

En abril de 2016 el costo marginal del SIC promedió 52,5 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 63% menor respecto al mes de abril de 2015 (139,7 US\$/MWh), y 31% menor respecto a marzo de 2016 (76 US\$/MWh).

Los costos marginales en demanda baja estuvieron determinados principalmente por el carbón y GNL. Mientras que en demanda alta estuvieron marcados por el valor del agua y el diesel (Figura 4).

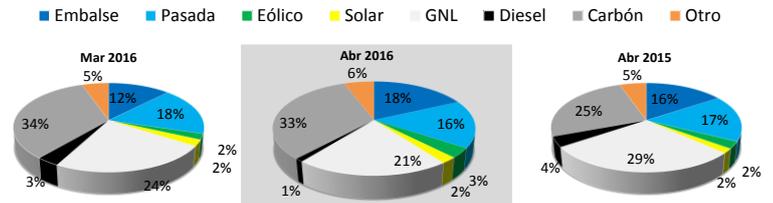


Figura 2: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

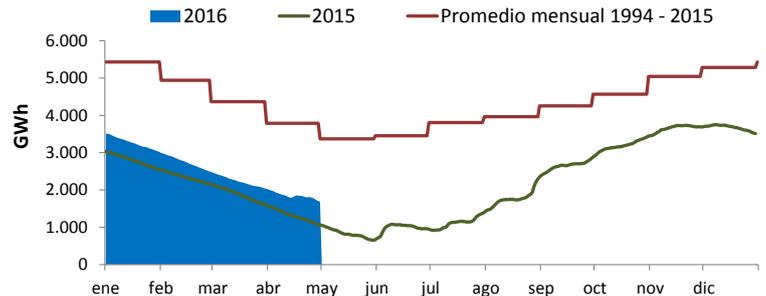


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC)

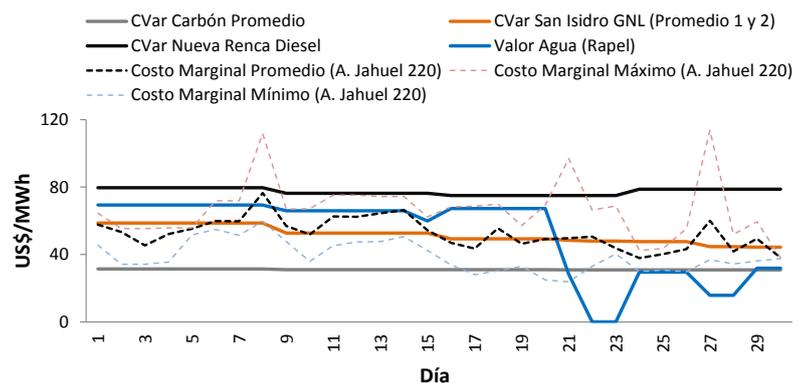


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de abril (Fuente: CDEC-SIC)

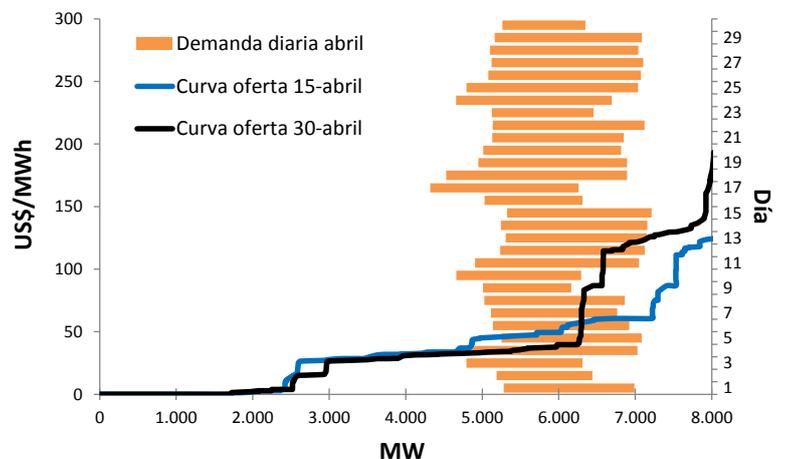


Figura 5: Demanda diaria durante abril y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

## Sistema Interconectado Central (SIC)

### Proyección System de costos marginales a 12 meses

De acuerdo a la última información publicada se considera a la central San Isidro con capacidad de generación limitada durante el periodo mayo-diciembre de 2016. Para la central Nueva Renca, de AES Gener, se ha considerado el contrato de abastecimiento con ENAP entre mayo y julio de 2016. Nehuenco se considera con disponibilidad de GNL limitada desde mayo a septiembre de 2016. 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 CDEC-SIC, 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 System (Fuente: System)

Supuestos SIC		Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL
Crecimiento demanda	2016	2,1%	
	2017	3,1%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		70,0
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		54,0
	GNL	(1) San Isidro	5,68
	US\$/MMBtu (CIF)	Nehuenco Nueva Renca	0,0 6,0
Disponibilidad GNL	San Isidro (May16 - Dic16)		Limitada Limitada
	San Isidro (Ene17 - Abr16)		Completa Completa
	(2) Nueva Renca (May16 - Jun16)		Completa Limitada
	Nueva Renca (Jul16)		Limitada Limitada
	Nueva Renca (Ago16 - Abr17)		0 0
	Nehuenco (May16 - Sep16) Nehuenco (Ene-17 - Abr17)		Limitada Limitada Limitada Limitada

(1): Precio promedio declarado para el mes de Abril.  
(2): Contrato de abastecimiento de GNL con ENAP.

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

Costo Marginal Mensual	Caso Alta disp. GNL		Caso Baja disp. GNL	
	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
May-2016 a Dic-2016	38,94	11,23	47,47	17,32
Ene-2017 a Abr-2017	39,73	9,76	47,56	12,52

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 1.722 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 947 MW son solares, 690 MW eólicos, 75 MW hídricos, y 10 MW de cogeneración. Cabe destacar que parte importante 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.

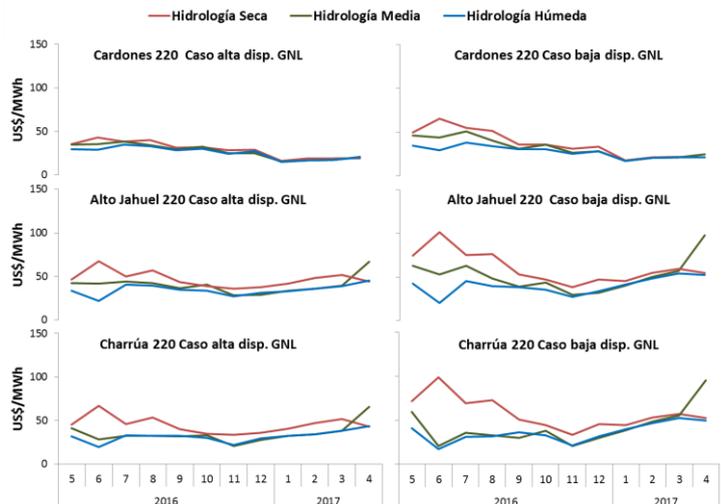


Figura 6: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: System)

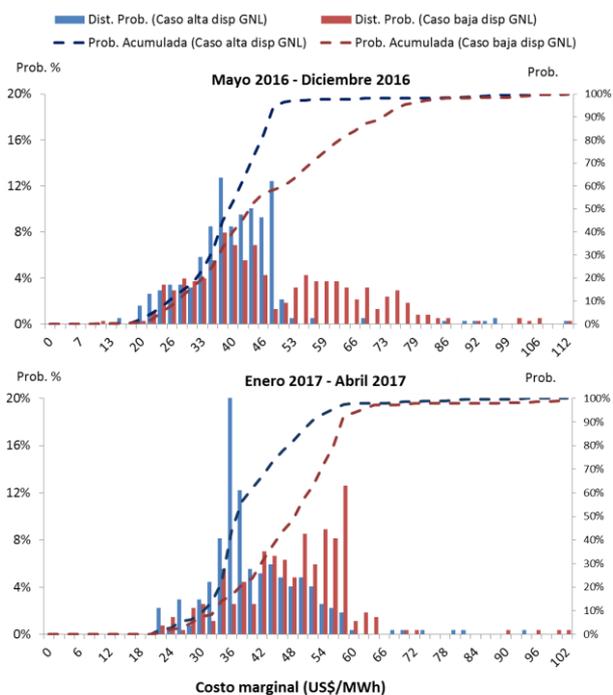


Figura 7: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: System)

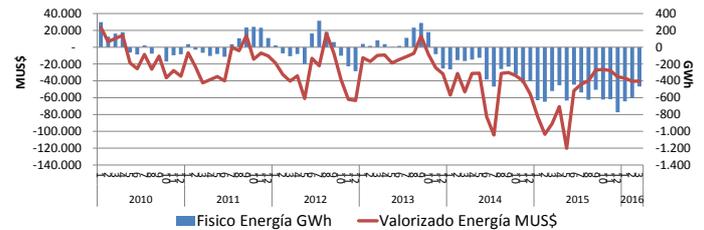
# Sistema Interconectado Central (SIC)

## Análisis por empresa

En abril, Endesa y Colbún presentaron una disminución de su generación GNL, pero un aumento de la generación hidráulica. Por su parte, Gener disminuyó su generación hidráulica y a carbón. Mientras que Guacolda disminuyó su generación a carbón. Finalmente, Pehuenche aumentó su generación hidráulica, debido a la mayor disponibilidad de este recurso.

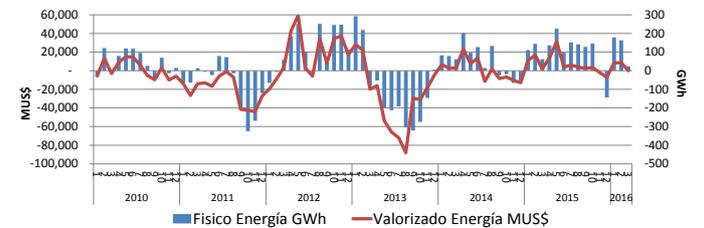
### Endesa

	Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Abr 2016 (US\$/MWh)	
	Mar 2016	Abr 2016	Abr 2015		
Pasada	210	199	212	Bocamina (prom. I y II)	35,3
Embalse	310	378	324	San Isidro GNL (prom. I y II)	51,6
Gas	0	0	0	Taltal Diesel	244,3
GNL	532	351	553	<b>Transferencias de Energía Mar 2016</b>	
Carbón	316	275	0	Total Generación (GWh)	1.386
Diésel	12	0	9	Total Retiros (GWh)	1.852
Eólico	4	8	8	Transf. Físicas (GWh)	-466,9
<b>Total</b>	<b>1.386</b>	<b>1.212</b>	<b>1.106</b>	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-40,3



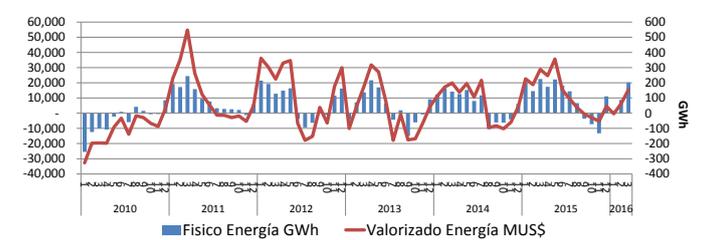
### Colbún

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Abr 2016 (US\$/MWh)	
	Mar 2016	Abr 2016	Abr 2015		
Pasada	123	160	161	Santa María	27,2
Embalse	187	268	209	Nehuenco GNL (prom. I y II)	3
Gas	0	0	0	Nehuenco Diesel (prom. I y II)	112,8
GNL	440	372	404	<b>Transferencias de Energía Mar 2016</b>	
Carbón	216	212	227	Total Generación (GWh)	968
Diésel	1	2	35	Total Retiros (GWh)	946
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	22
<b>Total</b>	<b>968</b>	<b>1.014</b>	<b>1.036</b>	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-0,1



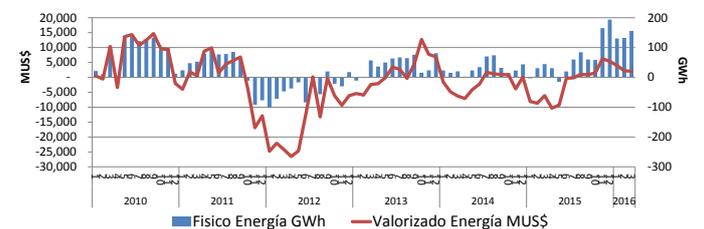
### AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Abr 2016 (US\$/MWh)	
	Mar 2016	Abr 2016	Abr 2015		
Pasada	147	98	88	Ventanas prom. (prom. I y II)	33,0
Embalse	0	0	0	N. Ventanas y Campiche	32,5
Gas	0	0	0	Nueva Renca GNL	46,7
GNL	142	174	230	<b>Transferencias de Energía Mar 2016</b>	
Carbón	574	509	461	Total Generación (GWh)	925
Diésel	58	1	22	Total Retiros (GWh)	723
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	202,3
Otro	4	3	4	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	15,4
<b>Total</b>	<b>925</b>	<b>785</b>	<b>805</b>		



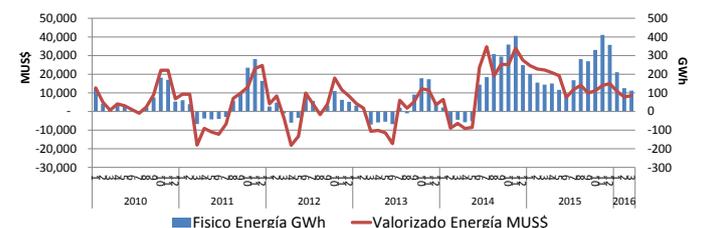
### Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Abr 2016 (US\$/MWh)	
	Mar 2016	Abr 2016	Abr 2015		
Pasada	0	0	0	Guacolda I y II	28,6
Embalse	0	0	0	Guacolda III	27,0
Gas	0	0	0	Guacolda IV	28,7
GNL	0	0	0	<b>Transferencias de Energía Mar 2016</b>	
Carbón	484	410	373	Total Generación (GWh)	484
Diésel	0	0	0	Total Retiros (GWh)	329
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	155,7
<b>Total</b>	<b>484</b>	<b>410</b>	<b>373</b>	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	2,1



### Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Abr 2016 (US\$/MWh)	
	Mar 2016	Abr 2016	Abr 2015		
Pasada	54	56	70	Sólo centrales hidráulicas	
Embalse	88	134	104	<b>Transferencias de Energía Mar 2016</b>	
Gas	0	0	0	Total Generación (GWh)	141
GNL	0	0	0	Total Retiros (GWh)	30
Carbón	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	112
Diésel	0	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	8,5
Eólico	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>141</b>	<b>189</b>	<b>174</b>		



# Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

## Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de abril estuvo marcada por el aumento de un 3% en la generación diésel, mientras que disminuyó en un 2% la participación GNL, ambos respecto al mes anterior. Por su parte, la generación a carbón disminuyó en un 1% (ver Figura 8).

Durante abril estuvo en mantenimiento mayor la unidad CTAR de la central Termoeléctrica Tarapacá (158 MW).

El precio del GNL declarado por la unidad Tocopilla y Mejillones de E-CL fue de 3,7 US\$/MMBtu promedio en abril. De este modo, durante todo mes el costo variable del GNL de E-CL se ubicó a la par con los costos variables promedio del carbón (ver Figura 9).

Los costos marginales de abril en demanda baja fueron marcados por el carbón, mientras que en demanda alta el costo marginal estuvo marcado por la tecnología diésel (ver Figura 9).

El promedio mensual del costo marginal de abril en la barra Crucero 220 fue de 52,3 US\$/MWh, lo cual representa un aumento del 5% respecto del mes de marzo de 2016 (49,9 US\$/MWh), y una reducción de un 1% respecto a abril de 2015 (52,7 US\$/MWh).

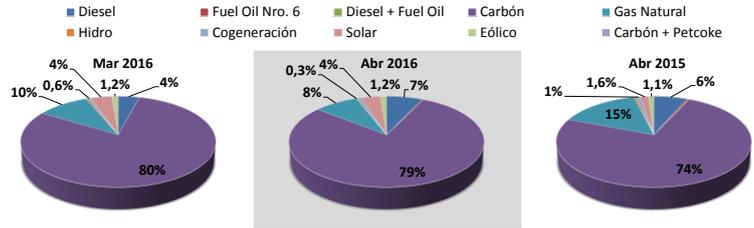


Figura 8: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

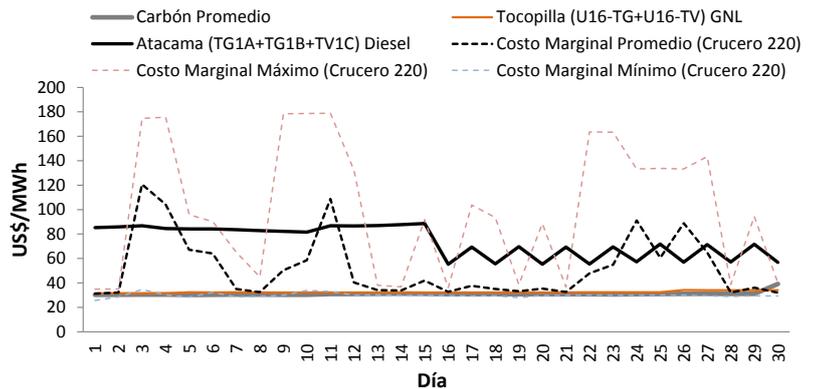


Figura 9: Principales costos variables y costo marginal diario de abril (Fuente: CDEC-SING)

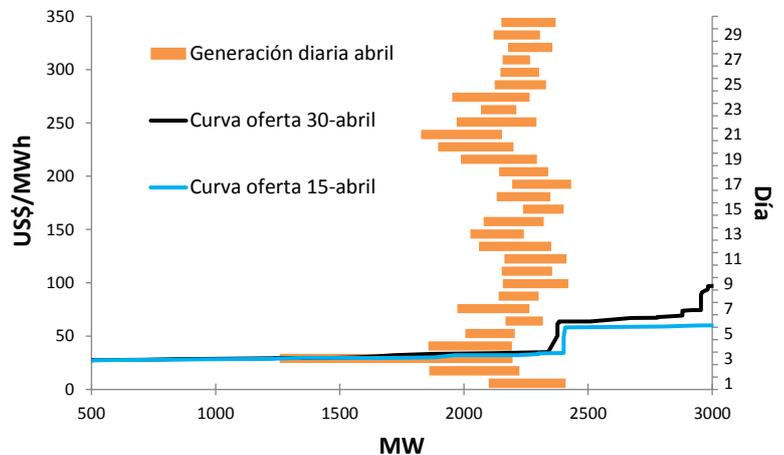


Figura 10: Generación diaria durante abril y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: System)

## Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

### Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Considerando la última información publicada por el CDEC-SING y lo informado por los grandes consumidores del SING, se espera que la demanda eléctrica para el 2016 crezca cerca de un 12,3% con respecto al año anterior. No obstante, 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	5,9%	9,6%	13,4%
	2017	5,0%	6,8%	8,4%
Combustible	Diesel Mejillones US\$/Bbl		52,1	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	59,7	
		Angamos	56,9	
		Tocopilla	59,2	
		Andina	61,4	
		Hornitos	62,2	
		Norgener Tarapacá	68,6	
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	3,7-12		
Disponibilidad GNL	U16		Limitada	
	CTM3		Sin GNL	
	Otros		Sin GNL	

Nota: La central Salta no es considerada en esta proyección.

Respecto a los proyectos de generación, dentro de los próximos 12 meses se espera la entrada de 484 MW solares y 806 MW térmicos. En mayo del presente año entrarían Cochrane II (carbón, 266 MW) y Kelar (CC-GNL, 540 MW).

Considerado el escenario de demanda base, se proyecta un costo marginal promedio en la ventana de 12 meses de 56,2US\$/MWh. Para los escenarios de baja demanda y alta demanda

los costos proyectados alcanzan los valores de 54,1 US\$/MWh y 59,9 US\$/MWh respectivamente.

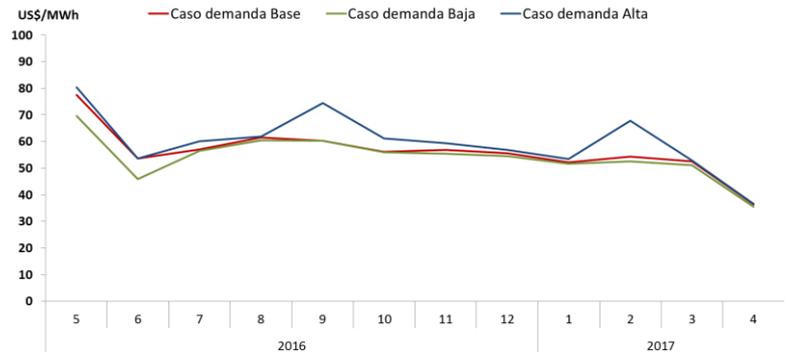


Figura 11: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

Dado el impacto de los mantenimientos programados de las unidades generadoras sobre los costos marginales, se consideró en la proyección la última actualización del programa de mantenimiento mayor publicado por el CDEC-SING para el año 2016.

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 mayo de 2016 por el CDEC-SING.

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 (CDEC-SING), Resoluciones Ministeriales y otros. Por tanto, los costos marginales proyectados podrían sobrestimar los costos marginales finalmente utilizados en las transferencias de energía en el CDEC.

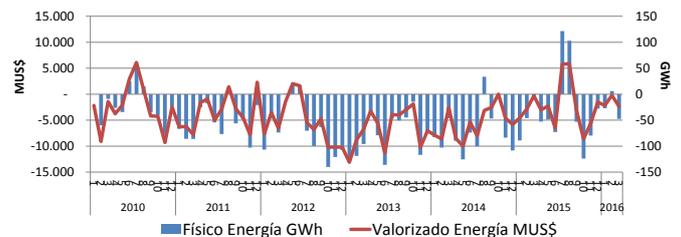
# Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

## Análisis por empresa

En el mes de abril, E-CL disminuyó su participación GNL y carbón, reduciendo la energía total generada respecto al mes anterior. Por su parte, AES Gener y Celta disminuyeron su generación en base a carbón. Finalmente, GasAtacama aumentó su operación diésel este mes.

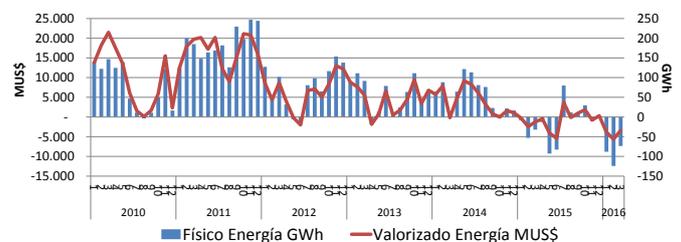
### E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Abr 2016 (US\$/MWh)	
	Mar 2016	Abr 2016	Abr 2015		
Diesel	2	2	4	Andina Carbón	31,9
Fuel Oil Nro. 6	0	0	6	Mejillones Carbón	30,4
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	32,8
Carbón	633	615	603	<b>Transferencias de Energía Mar 2016</b>	
Gas Natural	167	122	146	Total Generación (GWh)	805
Hidro	3	3	4	Total Retiros (GWh)	853
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-47,7
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-2.363
<b>Total</b>	<b>805</b>	<b>742</b>	<b>763</b>		



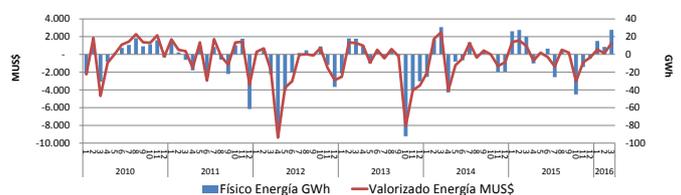
### AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Abr 2016 (US\$/MWh)	
	Mar 2016	Abr 2016	Abr 2015		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	32,8
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	26,7
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	<b>Transferencias de Energía Mar 2016</b>	
Carbón	581	510	452	Total Generación (GWh)	581
Gas Natural	0	0	87	Total Retiros (GWh)	655
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-73,4
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-3.438
Carbón + Petcoke	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>581</b>	<b>510</b>	<b>539</b>		



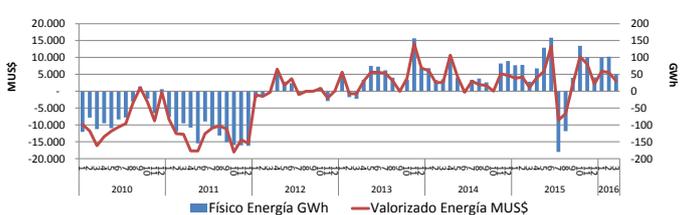
### Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Abr 2016 (US\$/MWh)	
	Mar 2016	Abr 2016	Abr 2015		
Diesel	0,5	0,3	0,7	Tarapacá Carbón	59,2
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	<b>Transferencias de Energía Mar 2016</b>	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	93
Carbón	93	28	77	Total Retiros (GWh)	66
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	27,7
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.254
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>93</b>	<b>28</b>	<b>78</b>		



### GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Abr 2016 (US\$/MWh)	
	Mar 2016	Abr 2016	Abr 2015		
Diesel	63	103	91	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	76,7
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	<b>Transferencias de Energía Mar 2016</b>	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	62,9
Carbón	0	0	0	Total Retiros (GWh)	14,4
Gas Natural	0	8	0	Transf. Físicas (GWh)	48,5
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	3.046
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>63</b>	<b>111</b>	<b>91</b>		



## Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a abril de 2016, es de 80,4 US\$/MWh para el SIC y 73,2 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 enero de 2016.

## Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de marzo de 2016, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.292 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 254 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante marzo fue igual a 517 GWh, es decir, superó en un 103% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de marzo, la mayor parte fue generada por centrales solares (31%), seguidas por biomasa (30%) y centrales eólicas (23%). Finalmente, la menor generación fue de centrales hidráulicas con un 16% de la energía ERNC. La Figura 13 muestra las empresas con mayor inyección reconocida de ERNC, propia o contratada, en los sistemas SIC y SING durante el mes de marzo, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a mayo 2015 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
<b>SIC</b>		
ENDESA	77,7	19.020
COLBÚN	80,2	6.932
AES GENER	77,4	5.446
CAMPANARIO	112,4	990
GUACOLDA	66,1	900
PANGUIPULLI	123,3	565
M. REDONDO	107,1	303
D. ALMAGRO	109,8	220
CHUNGUNGO	90,5	190
PUYEHUE	95,6	165
PUNTILLA	113,3	83
ERN-C-1	115,2	60
C. EL MORADO	118,5	40
CAREN	113,0	25
SPV P4	99,9	20
<b>Precio Medio de Licitación SIC</b>	<b>80,4</b>	
<b>SING</b>		
E-CL	73,2	2.530
<b>Precio Medio de Licitación SING</b>	<b>73,2</b>	

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a mayo 2015 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
<b>SIC</b>		
Chilectra	67,7	14.184
Chilquinta	90,3	3.473
EMEL	72,3	2.445
CGED	103,1	10.115
SAESA	67,2	4.742
<b>Precio Medio de Licitación SIC</b>	<b>80,4</b>	
<b>SING</b>		
EMEL-SING	73,2	2.530
<b>Precio Medio de Licitación SING</b>	<b>73,2</b>	

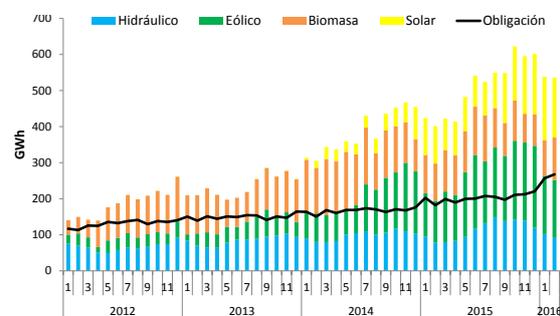


Figura 12: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

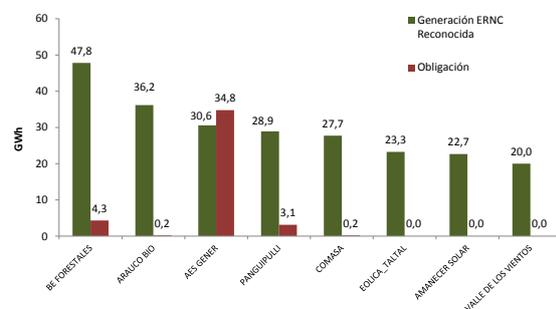


Figura 13: Generación reconocida y obligación por empresa, marzo de 2016 (Fuente: CDEC-SING)

## Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

### Regulación de la distribución de gas de red

En segundo trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que "Modifica la ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica". Este proyecto de ley busca modernizar la actual ley para enfrentar las nuevas exigencias regulatorias y corregir los vacíos de la legislación vigente [\(ver más\)](#).

### Equidad tarifaria y reconocimiento a comunas generadoras

En segundo trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que "Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, para introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas". El 16 de marzo el proyecto pasó a Comisión de Minería y Energía [\(ver más\)](#) [\(ver más\)](#).

### Nueva ley de transmisión y organismo coordinador (CDEC)

Sala del Senado aprobó en general el proyecto de transmisión eléctrica que busca crear un nuevo coordinador del sistema y modificar las metodologías actuales de tarificación del sistema de transmisión. La Comisión de Minería y Energía del Senado presentó indicaciones el día 28 el abril para que la iniciativa volviese a ser revisada. [\(ver más\)](#) [\(ver más\)](#).

### Nuevo Gobierno Corporativo de Empresa Nacional del Petróleo

En primer trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley: Empresa Nacional Del Petróleo, Gobierno Corporativo de Empresas Del Estado, que busca modificar el gobierno corporativo de ENAP. La iniciativa busca entregar independencia operacional a la empresa, además de adecuarla a las exigencias que Chile debe cumplir como miembro OCDE [\(ver más\)](#) [\(ver más\)](#).

### CNE ajusta oferta en licitaciones de julio por menor demanda de energía eléctrica [\(ver más\)](#)

Entidad anunció que ofrecerán 1.200 GWh menos y aumentarán las exigencias para los participantes.

### Gobierno activará nueva licitación de suministro en diciembre por 3.800 GWh [\(ver más\)](#)

Secretario ejecutivo de la CNE, Andrés Romero, descartó que el próximo proceso de julio sea el último, señalando que también estudian nuevas medidas para la demanda de los pequeños y medianos consumidores de electricidad.

### Nuevo coordinador independiente entrará en operación el 1 de enero de 2017 [\(ver más\)](#)

Así lo aseguró el ministro de Energía, Máximo Pacheco, en la cuenta pública del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC SIC).

### Suprema rechaza reclamo de opositores a proyecto de ISA [\(ver más\)](#)

Servicio de Evaluación Ambiental había suspendido reclamación ante el Comité de Ministros a la espera de la justicia.

### Muestran lineamientos regulatorios del proyecto de ley de Eficiencia Energética [\(ver más\)](#)

Auditorías energéticas, implementación de sistemas de gestión de la energía, reportes de consumo energético para las empresas y el sector público son algunos elementos que tendría la iniciativa que prepara el Ministerio de Energía.

### Ministerio de Energía anuncia nueva institucionalidad en energías renovables [\(ver más\)](#)

Se contempla la creación de un nuevo Comité de Industria Solar, a partir de las capacidades técnicas y administrativas del actual Cifes, y del reforzamiento de las capacidades del Ministerio de Energía en el tema.

## Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 8.373 MW, con una inversión de MMUS\$ 15.977. En el último mes se aprobaron dos proyectos que suman 94 MW, la Central Hidroeléctrica Rucalhue (90 MW) y la ampliación de la planta de generación eléctrica a base de GNL Los Ángeles (4 MW). Por su parte, ingresaron a evaluación ambiental 6 nuevos proyectos que totalizan 354 MW, entre ellos el Parque Eólico Victoria (259 MW).

En el SING, los proyectos en calificación suman 3.737 MW, con una inversión de MMUS\$ 13.220 mientras que los proyectos aprobados totalizan 13.820 MW con una inversión de MMUS\$ 34.706. En el último mes ingresó al sistema de evaluación el Proyecto Fotovoltaico Elena (446 MW).

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	1.708	3.444	6.150	12.720
Hidráulica	305	781	3.338	5.624
Solar	3.838	8.862	5.643	14.165
Gas Natural	1.884	2.383	964	621
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	537	296	1.765	5.528
Biomasa/Biogás	50	130	426	874
Carbón	50	82	5.236	10.031
<b>TOTAL</b>	<b>8.373</b>	<b>15.977</b>	<b>23.592</b>	<b>49.894</b>

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

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados		Total	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Solar	2.447	11.920	7.904	24.742	10.351	36.662
GNL	1.290	1.300	1.300	1.158	2.590	2.458
Eólico	0	0	2.074	4.099	2.074	4.099
Carbón	0	0	1.770	3.500	1.770	3.500
Diesel	0	0	207	340	207	340
Fuel-Oil NP 6	0	0	216	302	216	302
Geotérmica	0	0	50	180	50	180
Hidráulica	0	0	300	385	300	385
<b>TOTAL</b>	<b>3.737</b>	<b>13.220</b>	<b>13.820</b>	<b>34.706</b>	<b>17.557</b>	<b>47.926</b>

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](http://www.system.cl)

# mayo2016



## Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

[reporte@system.cl](mailto:reporte@system.cl)

[www.system.cl](http://www.system.cl)

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

[rjimenez@system.cl](mailto:rjimenez@system.cl)

Pablo Lecaros V. | Subgerente de Mercado  
Eléctrico y Regulación

[plecaros@system.cl](mailto:plecaros@system.cl)

Iván Chaparro U. | Líder de Proyectos

[ichaparro@system.cl](mailto:ichaparro@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.