

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Noviembre 2016

[Volumen 9, número 11]

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

Amenaza de cycling en centrales termoeléctricas en Chile

Hoy en día, los sistemas eléctricos a nivel mundial experimentan profundos cambios en la forma tradicional en que son operados, debido a la creciente penetración de las ERNC. En Chile han existido diversos incentivos para potenciar dichas fuentes, como las leyes que fijaron cuotas de renovables en 10% y después 20%, y más recientemente la definición de bloques horarios a partir de la licitación 2013/03 segundo llamado, que permite que fuentes ERNC solo provean energía en horarios acotados.

Un aspecto inherente en las inyecciones de energía de las fuentes ERNC, en especial las solares y eólicas, es la variabilidad e incertidumbre de sus recursos energéticos primarios que impactan directamente en la operación del sistema, en especial en las unidades termoeléctricas convencionales. Esto implica un mayor requerimiento ciclos de encendido/apagado durante las noches y detenciones durante el día (cycling), lo que podría traducirse en un aumento de los costos variables no combustibles (CVNC) para estas plantas¹.

Este fenómeno de cycling de las unidades termoeléctricas ya se experimenta de forma incipiente en el SING, tal como se muestra en la Figura 1, la cual ilustra la operación real de la central U16 entre el 23 y 27 de octubre de 2016. De dicha figura se observa que, a pesar de que la demanda del SING no presente grandes variaciones (demanda principalmente minera), cuatro de los cinco días la unidad U16 debe encenderse en la noche (a partir de las 20:00 horas) para compensar la rampa de bajada de las inyecciones de las ERNC (solares y eólicas) y permanecer apagada durante el día. Con respecto a esto, se destaca la carta enviada por ENGIE al CDEC – SING el 7 de octubre de 2016 mostrando su preocupación por el cycling de sus unidades carboneras U12 y U13 entre agosto y octubre del presente año. Situación similar se observa en la central GasAtacama para los meses de abril y mayo de 2016.

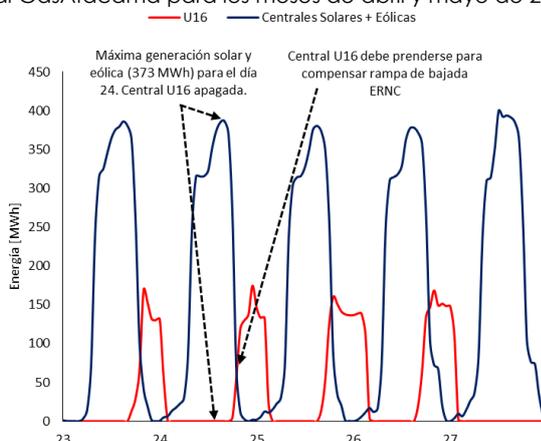


Figura 1: Cycling de la central U16 en la operación del SING entre el 23 y 27 de octubre de 2016 (Fuente: CDEC-SING)

Otro hecho a destacar es que, debido a los ciclos de operación de las centrales a carbón, éstas se ven obligadas a operar a mínimo técnico cuando las inyecciones de las ERNC son máximas para brindar seguridad operacional, sobre todo en la parte norte del SIC², tal como se muestra en la Figura 2 para la operación real de la central Guacolda 1 (mínimo técnico de 60 MW) entre el 25 y 29 de octubre de 2016.

También se destacan los procesos de auditorías de las centrales Guacolda y GasAtacama, con el objeto de transparentar sus

parámetros técnicos informados. Los mínimos técnicos de las unidades termoeléctricas afectan directamente a las ERNC en zonas congestionadas, puesto que podrían tener un mayor despacho. Esto, más las otras auditorías que se están llevando a cabo a otras unidades, es una muestra que los CDEC están preocupados de tener disponible una mayor flexibilidad para operar el sistema.

Además de las centrales de embalses, se prevé que las centrales termoeléctricas también deberán compensar la variabilidad de las inyecciones de las fuentes ERNC mediante aumento/reducción de su generación, o incluso llegando a encenderse y a apagarse varias veces (cycling). Lo anterior trae como consecuencia una merma en sus ingresos por energía y un aumento de los mantenimientos de dichas tecnologías, incrementando sus costos. En un escenario extremo se puede llegar a la situación que estas centrales termoeléctricas no recuperen sus costos fijos³.

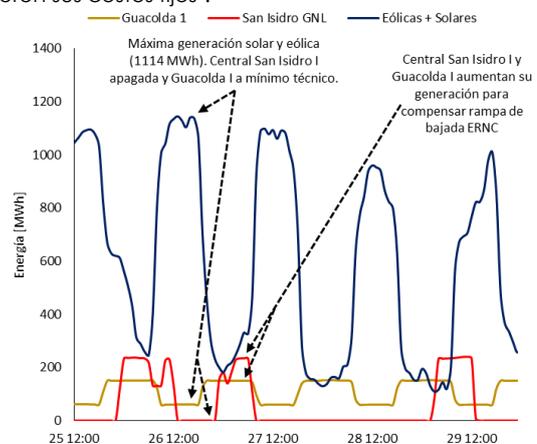


Figura 2: Cycling de las centrales San Isidro I (GNL) y Guacolda 2 en la operación del SIC entre el 25 y 29 de octubre de 2016 (Fuente: CDEC-SIC)

Actualmente la Ley Eléctrica no considera explícitamente la remuneración del cycling como un servicio complementario o con otro mecanismo, a diferencia de lo que ocurre en otros mercados internacionales tales como el de California (EEUU) y España. El caso del mercado eléctrico de California⁴, el cycling está incluido como servicio complementario dentro de las reservas de regulación y seguimiento de la demanda que brindan los generadores que cumplen los requerimientos mínimos exigidos por el operador del sistema (CAISO). Ambas son tarifadas acorde a la menor oferta. Por otro lado, España⁵ propone incentivos a la inversión en unidades flexibles y de bajo factor de planta y a la disponibilidad de la generación mediante pagos regulados a aquellas centrales que se pongan a disposición del operador del sistema (REE) para compensar principalmente la variabilidad de las fuentes solares y eólicas. También la literatura internacional⁶ plantea metodologías de cálculo de los costos en que incurren las unidades termoeléctricas en el cycling.

Por su parte, en Chile aún debe resolverse cómo reconocer este servicio, siendo la autoridad la encargada de preocuparse hoy por este fenómeno, el que sin duda se irá incrementando de manera rápida a medida que se van incorporando fuentes ERNC a nuestra matriz energética.

¹ "Efectos técnicos – económicos de la integración de energía eólica y solar en el SING: Escenario año 2017", CDEC – SING, abril 2015.

² Principalmente centrales ERNC al norte de la subestación Maitencillo.

³ "Living with Intermittent Renewable Power: Challenges for Spain and the EU", David Robinson, The Oxford Institute for Energy Studies, junio 2013.

⁴ "Renewable Integration: Market and Product Review", CAISO, julio 2010.

⁵ "Propuesta del mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro", CNE España, diciembre 2012.

⁶ "Power Plant Cycling Costs", National Renewable Energy Laboratory, abril 2012.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de octubre la operación del SIC se caracterizó por una participación hidráulica de un 36%, similar al mes anterior. Por otra parte, la participación del carbón disminuyó a 28%, mientras que el GNL aumentó a un 19% y la eólica a un 6%. El resto de las tecnologías mantuvieron su participación respecto al mes anterior (ver Figura 3).

Durante el mes de octubre estuvieron en mantenimiento mayor la central Santa María (370 MW por 23 días), Ventanas 2 (220 MW por 13 días), Cardones (153 MW por 7 días) y Nueva Aldea 3 (65 MW por 13 días).

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 47% del promedio mensual histórico (ver Figura 4). En lo que va del año hidrológico 2016/2017 (abril a octubre de 2016), el nivel de excedencia observado es igual a 95%, es decir, se ubica entre el 5% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Durante octubre 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 5,79 US\$/MMBtu. Por otro lado Nehuenco declaró un costo variable nulo. En tanto, la central Nueva Renca, operó con GNL declarando un precio de 6,09 US\$/MMBtu promedio del mes.

En octubre de 2016 el costo marginal del SIC promedió 50,2 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 40% mayor respecto al mes de octubre de 2015 (35,8 US\$/MWh), y 0,4% mayor respecto a septiembre de 2016 (49,9 US\$/MWh).

Los costos marginales en octubre estuvieron fuertemente determinados por el valor del agua y el GNL (ver Figura 5). En demanda alta se pueden ver un peak marcados por el valor del agua y en demanda baja se pudieron ver costos marginales marcados por el carbón.

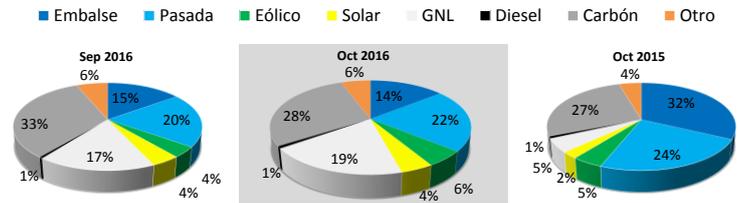


Figura 3: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

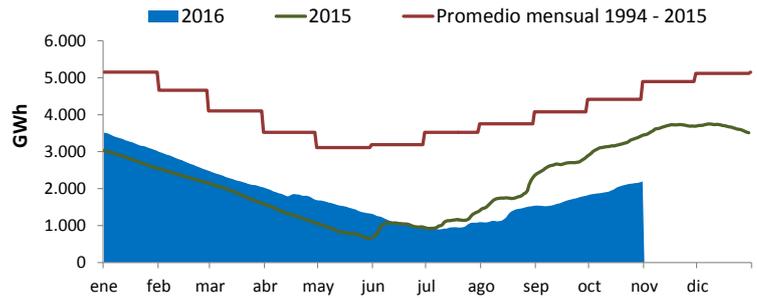


Figura 4: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC)

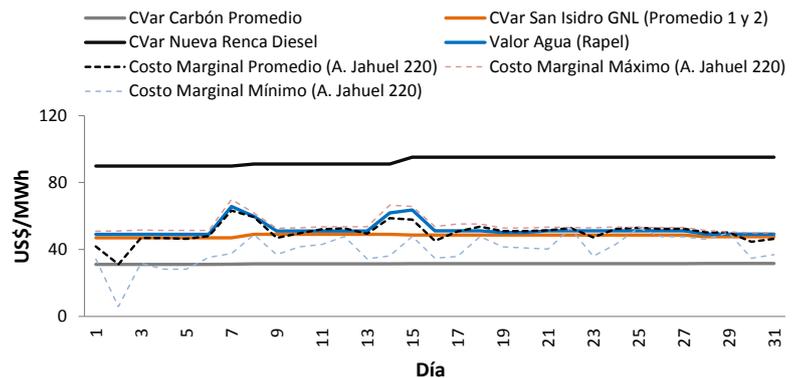


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de octubre (Fuente: CDEC-SIC)

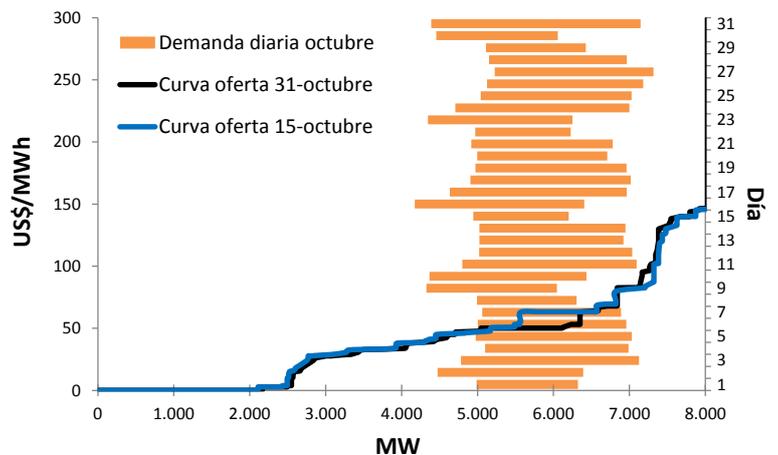


Figura 6: Demanda diaria durante octubre y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Conforme a la información publicada en el último informe de programación a 12 del CDEC SIC se considera a la central San Isidro con capacidad de generación limitada durante el periodo noviembre-diciembre de 2016. 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 junio 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 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 Systep (Fuente: Systep)

Supuestos SIC		Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL
Crecimiento demanda	2016	1,5%	
	2017	2,9%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		72,7
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		64,0
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	(1) San Isidro Nehuenco Nueva Renca	0,0 6,2 12,0
Disponibilidad GNL (Potencia Central %)	San Isidro (Nov16-Dic16)		Limitada
	San Isidro (Ene17 - Oct17)		Limitada
	Nueva Renca (Nov16)		Completa
	Nueva Renca (Dic16)		Completa
	Nueva Renca (Ene16 - Oct17)		Limitada
	Nehuenco (Nov16-Jun17) Nehuenco (Jul17-Oct17)		0 0

(1): Precio promedio declarado para el mes de Noviembre

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

Costo Marginal Mensual	Caso Alta disp. GNL		Caso Baja disp. GNL	
	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
Nov-2016 a Abr-2017	46,91	13,06	53,05	15,26
May-2017 a Oct-2017	40,69	17,57	42,79	18,62

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 688 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 357 MW son solares,

253 MW eólicos y 78 MW hídricos. Cabe destacar que muchos 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.

Cabe destacar que la barra de Cardones 220 kV presenta diferencias de 32,8 US\$/MWh en promedio entre los costos marginales durante el día y la noche, dada la operación de centrales ERNC durante horas de sol en esa zona.

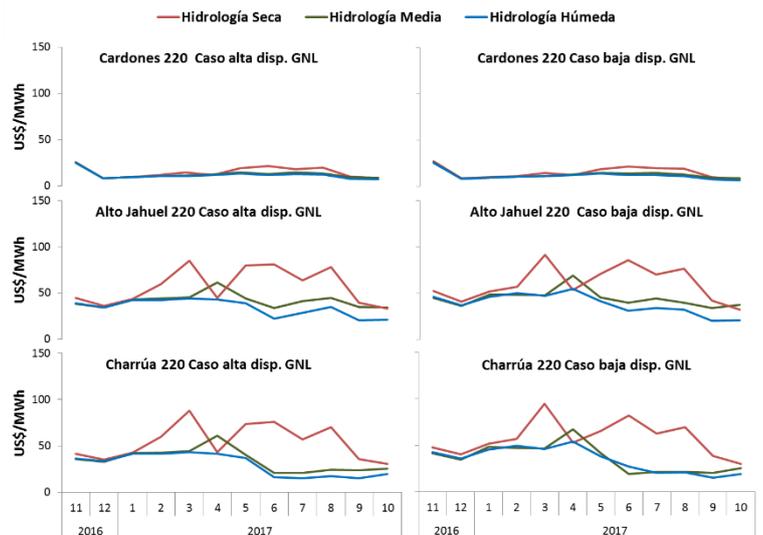


Figura 7: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

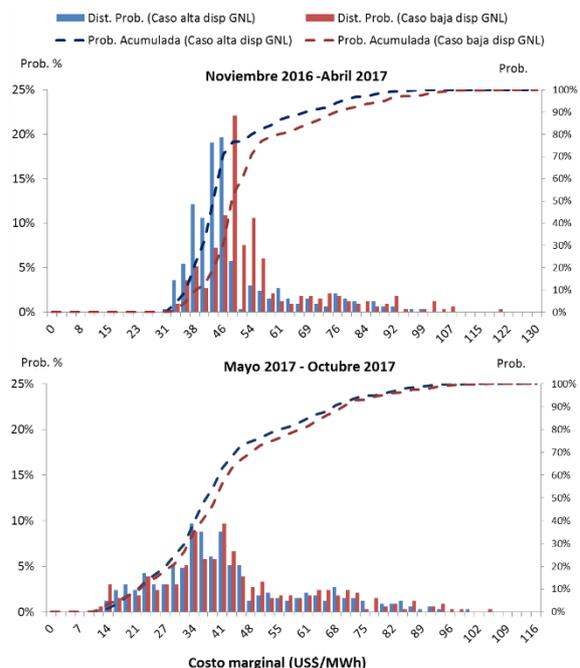


Figura 8: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

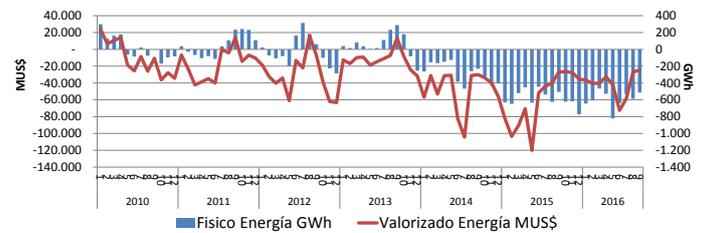
Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

En octubre, Endesa mantuvo su generación hidráulica y presentó un aumento de su generación GNL y a carbón. Colbún, bajó levemente su generación hidráulica, aumentó su generación GNL y disminuyó la generación a carbón. Por su parte, AES Gener aumentó su generación en todas sus tecnologías, mientras que Guacolda disminuyó levemente su generación a carbón. Finalmente, Pehuenche aumentó su generación hidráulica.

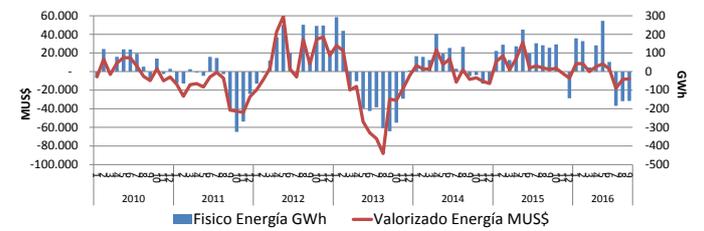
Endesa

	Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Oct 2016 (US\$/MWh)	
	Sep 2016	Oct 2016	Oct 2015		
Pasada	198	224	265	Bocamina (prom. I y II)	39,7
Embalse	284	257	716	San Isidro GNL (prom. I y II)	48,2
Gas	0	0	0	Taltal Diesel	244,3
GNL	405	431	19	Transferencias de Energía Sep 2016	
Carbón	255	312	64	Total Generación (GWh)	1.149
Diésel	0	0	0	Total Retiros (GWh)	1.661
Eólico	6	12	15	Transf. Físicas (GWh)	-512,3
Total	1.149	1.236	1.080	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-24,4



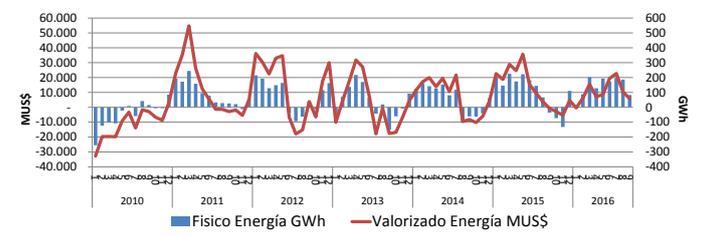
Colbún

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Oct 2016 (US\$/MWh)	
	Sep 2016	Oct 2016	Oct 2015		
Pasada	148	151	225	Santa María	27,9
Embalse	191	186	410	Nehuenco GNL (prom. I y II)	3
Gas	0	0	0	Nehuenco Diesel (prom. I y II)	82,8
GNL	161	221	190	Transferencias de Energía Sep 2016	
Carbón	251	57	229	Total Generación (GWh)	752
Diesel	1	0	0	Total Retiros (GWh)	910
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-158
Total	752	615	1.054	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-8,0



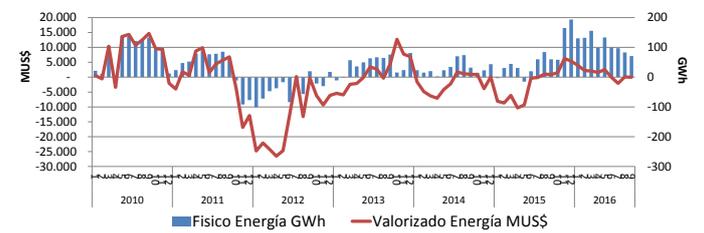
AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Oct 2016 (US\$/MWh)	
	Sep 2016	Oct 2016	Oct 2015		
Pasada	92	105	77	Ventanas prom. (prom. I y II)	31,8
Embalse	0	0	0	N. Ventanas y Campiche	33,5
Gas	0	0	0	Nueva Renca GNL	47,7
GNL	169	200	16	Transferencias de Energía Sep 2016	
Carbón	499	525	498	Total Generación (GWh)	767
Diésel	6	0	0	Total Retiros (GWh)	684
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	82,6
Otro	1	2	1	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	5,8
Total	767	831	592		



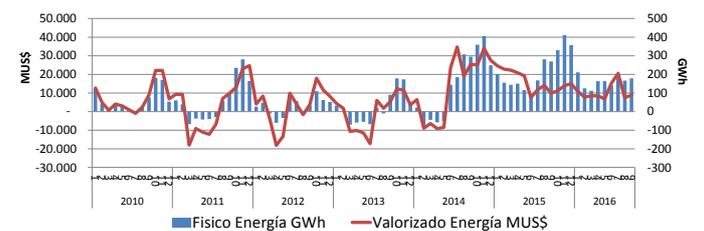
Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Oct 2016 (US\$/MWh)	
	Sep 2016	Oct 2016	Oct 2015		
Pasada	0	0	0	Guacolda I y II	27,8
Embalse	0	0	0	Guacolda III	24,0
Gas	0	0	0	Guacolda IV	28,6
GNL	0	0	0	Transferencias de Energía Sep 2016	
Carbón	376	353	379	Total Generación (GWh)	376
Diésel	0	0	0	Total Retiros (GWh)	305
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	70,8
Total	376	353	379	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0,0



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Oct 2016 (US\$/MWh)	
	Sep 2016	Oct 2016	Oct 2015		
Pasada	49	61	68	Sólo centrales hidráulicas	
Embalse	157	185	291	Transferencias de Energía Sep 2016	
Gas	0	0	0	Total Generación (GWh)	207
GNL	0	0	0	Total Retiros (GWh)	28
Carbón	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	179
Diésel	0	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	8,8
Eólico	0	0	0		
Total	207	245	359		



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de octubre mantuvo la participación a carbón en un 81% respecto al mes de septiembre de este año. Por otro lado, el GNL y la solar aumentaron en un 1%, mientras el diésel disminuyó en un 2% (ver Figura 9).

Durante octubre estuvieron en mantenimiento mayor las unidades UG2 y UG5 de la central Minera Collahuasi (15,6 MW), la unidad NT01 de la central Norgener (Aes Gener 139,5 MW) y las unidades MIMB3, MIMB8 y MIMB 9 de la central Mantos Blancos (Enor Chile 8,4 MW).

El precio del GNL declarado por la unidad Tocopilla y Mejillones de Engie fue de 5,1 US\$/MMBtu promedio en octubre. De este modo, durante todo mes el costo variable del GNL de Engie se ubicó levemente por sobre los costos variables promedio del carbón (ver Figura 10).

Los costos marginales de octubre en demanda baja fueron marcados por el carbón, mientras que en demanda alta el costo marginal estuvo marcado por el diésel (ver Figura 10).

El promedio mensual del costo marginal de octubre en la barra Crucero 220 fue de 47,4 US\$/MWh, lo cual representa una disminución del 25% respecto del mes de septiembre de 2016 (63,8 US\$/MWh), y una disminución de un 34% respecto a octubre de 2015 (71,8 US\$/MWh).

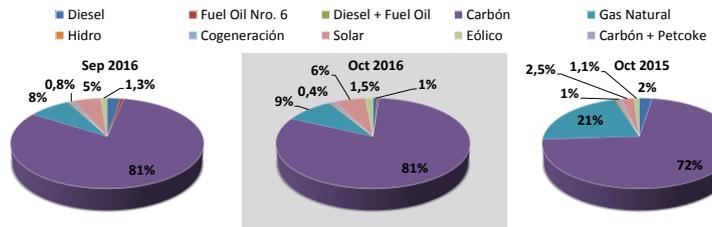


Figura 9: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

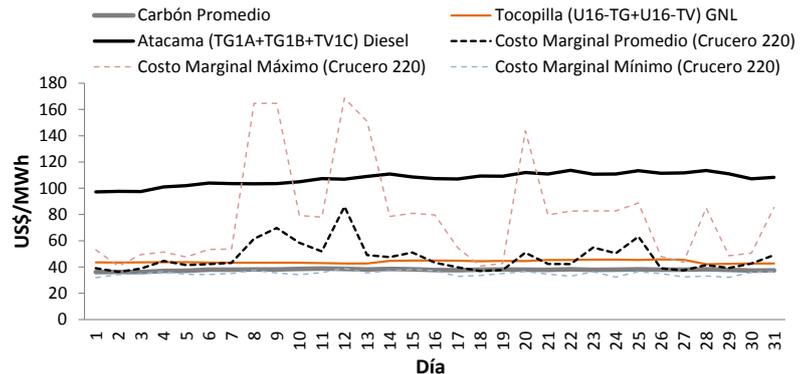


Figura 10: Principales costos variables y costo marginal diario de octubre (Fuente: CDEC-SING)

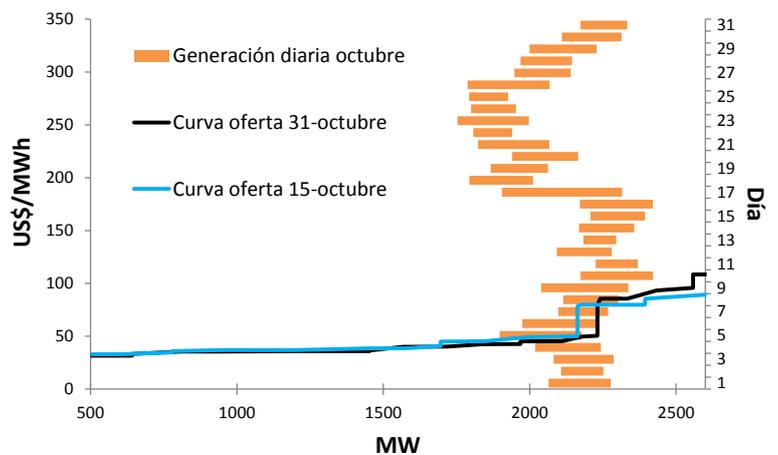


Figura 11: Generación diaria durante octubre y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

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 5,1% con respecto al año anterior. 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	3,6%	5,1%	6,5%
	2017	4,0%	7,9%	11,8%
Combustible	Diesel Mejillones US\$/Bbl		66,4	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	73,8	
		Angamos	73,0	
		Tocopilla	76,2	
		Andina	64,5	
		Hornitos	68,2	
		Norgener	81,0	
	Tarapacá	71,0		
Disponibilidad GNL	GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla		5,6 - 10
	U16			Limitada
	CTM3			Sin GNL
	Otros			Sin GNL

Nota: La central CTM3 tiene disponibilidad de GNL durante dos semanas de noviembre.

Respecto a los proyectos de generación, dentro de los próximos 12 meses se espera la entrada de 416 MW solares, 112 MW eólicos, 742 MW térmicos convencionales y 48 MW geotérmicos. En noviembre del presente año entraría en operación la central Cochrane II (carbón, 229 MW).

Considerado el escenario de demanda base, se proyecta un costo marginal promedio en la ventana de 12 meses de 58,7 US\$/MWh. Para los

escenarios de baja demanda y alta demanda los costos proyectados alcanzan los valores de 50,1 US\$/MWh y 69,4 US\$/MWh respectivamente.

Cabe destacar que debido a la entrada en operación de nuevos proyectos de generación de base en el SING (Kelar y Cochrane con su segunda unidad), los costos marginales en los distintos escenarios de demanda no presentan diferencias significativas.

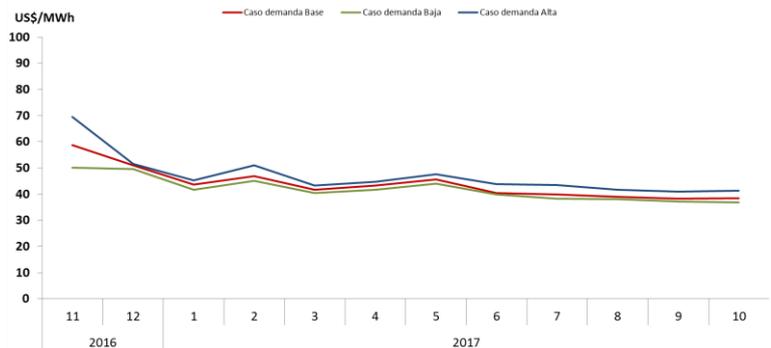


Figura 12: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda (Fuente: Systep)

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.

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 septiembre 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.

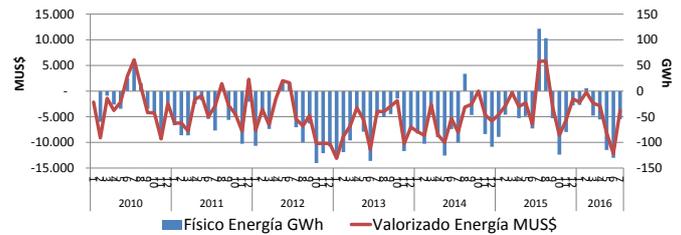
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de octubre, Engie (Ex E-CL) disminuyó su participación GNL y a carbón, disminuyendo la energía total generada respecto al mes anterior. Por su parte, AES Gener disminuyó su generación en base a carbón, mientras que Celta aumentó su generación a carbón este mes. Finalmente, GasAtacama disminuyó su operación diésel.

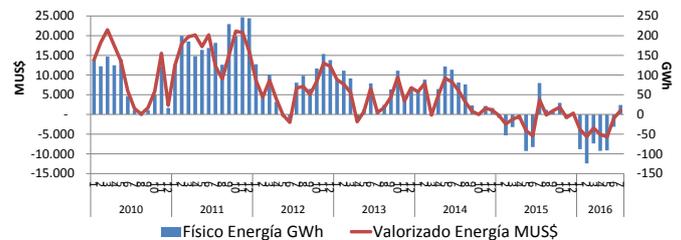
Engie (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Oct 2016 (US\$/MWh)	
	Sep 2016	Oct 2016	Oct 2015		
Diesel	2	0	3	Andina Carbón	31,8
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Mejillones Carbón	37,0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	36,3
Carbón	540	512	606	Transferencias de Energía Sep 2016	
Gas Natural	91	58	127	Total Generación (GWh)	636
Hidro	3	3	5	Total Retiros (GWh)	774
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-138,7
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-7.522
Total	636	574	741		



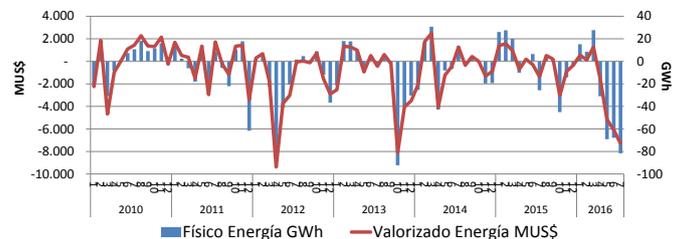
AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Oct 2016 (US\$/MWh)	
	Sep 2016	Oct 2016	Oct 2015		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	29,9
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	30,6
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Sep 2016	
Carbón	509	461	557	Total Generación (GWh)	509
Gas Natural	0	0	120	Total Retiros (GWh)	513
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-4,4
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-1.244
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	509	461	676		



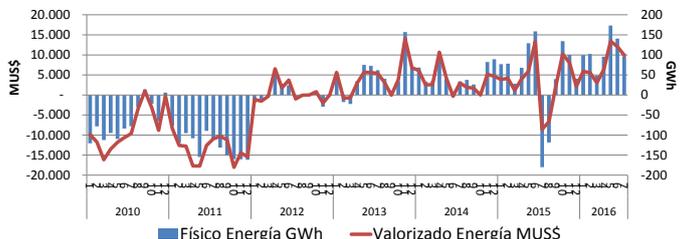
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Oct 2016 (US\$/MWh)	
	Sep 2016	Oct 2016	Oct 2015		
Diesel	0,5	0,1	0,9	Tarapacá Carbón	29,7
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Sep 2016	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	4
Carbón	3	22	42	Total Retiros (GWh)	68
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-64,0
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-4.774
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	4	22	43		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Oct 2016 (US\$/MWh)	
	Sep 2016	Oct 2016	Oct 2015		
Diesel	37	13	35	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	100,8
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Sep 2016	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	37,5
Carbón	0	0	0	Total Retiros (GWh)	15,8
Gas Natural	0	0	112	Transf. Físicas (GWh)	21,6
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	2.593
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	37	13	147		



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a octubre de 2016, es de 80,1 US\$/MWh para el SIC y 75,9 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 septiembre de 2016.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de septiembre de 2016, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.921 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 246 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante septiembre fue igual a 688 GWh, es decir, superó en un 180% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de septiembre, la mayor parte fue generada por centrales solares (34%), seguidas por eólicas (25%) y centrales hidráulicas (22%). Finalmente, la menor generación fue de centrales biomasa con un 19% 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 septiembre, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a octubre 2016 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	77,0	19.020
COLBÚN	81,0	6.932
AES GENER	76,8	5.446
CAMPANARIO	112,8	990
GUACOLDA	65,5	900
PANGUIPULLI	124,3	565
M. REDONDO	107,4	303
D. ALMAGRO	110,2	220
CHUNGUNGO	91,2	190
PUYEHUE	96,4	165
PUNTILLA	113,7	83
ERNC-1	116,2	60
C. EL MORADO	119,5	40
CAREN	113,9	25
SPV P4	100,7	20
Precio Medio de Licitación SIC	80,1	
SING		
E-CL	75,9	2.530
Precio Medio de Licitación SING	75,9	

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a octubre 2016 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	67,6	14.184
Chilquinta	90,6	3.473
EMEL	70,5	2.445
CGED	102,5	10.115
SAESA	67,1	4.742
Precio Medio de Licitación SIC	80,1	
SING		
EMEL-SING	75,9	2.530
Precio Medio de Licitación SING	75,9	

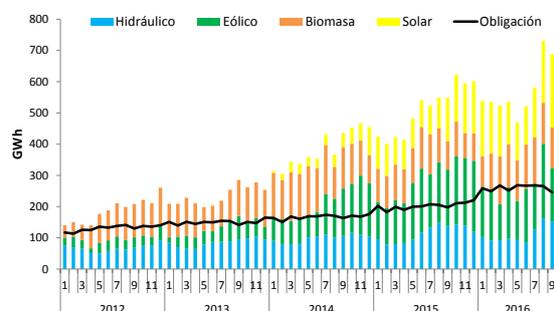


Figura 13: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

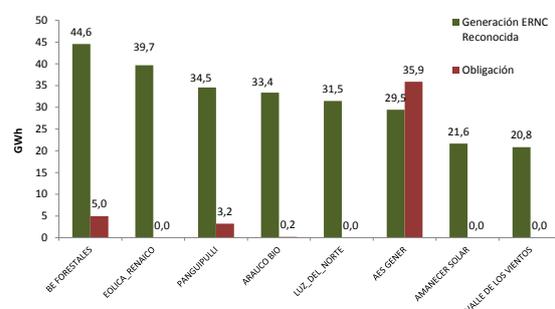


Figura 14: Generación reconocida y obligación por empresa, septiembre de 2016 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Ley de servicios del Gas

Por unanimidad la Sala del Senado aprobó en general el proyecto, en segundo trámite, que modifica la Ley de Servicios de Gas, por lo que la iniciativa quedó en condiciones de ser discutida en particular por la Comisión de Minería y Energía. Para ello, ya se presentó el primer boletín de indicaciones [\(ver más\)](#) [\(ver más\)](#).

Ley General de Servicios Eléctrico

El 11 de agosto inicio el segundo trámite constitucional el 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 [\(ver más\)](#) [\(ver más\)](#).

Nuevo Gobierno Corporativo de Empresa Nacional del Petróleo

Se le agregan modificaciones al 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 [\(ver más\)](#).

Línea de interconexión SIC SING presenta un 68% de avance [\(ver más\)](#)

Según el gerente general de la Transmisora Eléctrica del Norte, Gabriel Marcuz, las obras avanzan a más de 1% por semana por lo que cumplirán con el plazo propuesto y terminarán en septiembre del próximo año.

Servicios Complementarios serán regulados por medio de un reglamento especial [\(ver más\)](#)

Temática será sometida a trabajo participativo, con diversos actores del mundo académico, consultores, representantes de la industria y organizaciones sociales, proceso en el cual se inscribieron más de 300 personas.

Gasco crea sociedad para ingresar al negocio de generación [\(ver más\)](#)

La empresa tendrá el 50% de "Innovación Energía S.A.", mientras el porcentaje restante será de Energía Latina.

Acciona inicia la puesta en marcha de la mayor planta fotovoltaica de Latinoamérica [\(ver más\)](#)

La central El Romero Solar, con 246 MWp de potencia máxima, se ubica en la comuna de Vallenar sobre una superficie de 280 hectáreas en el desierto de Atacama.

Ministro de Energía va a Argentina para avanzar en interconexión [\(ver más\)](#)

La cita apunta a retomar las conversaciones que dejó el ex ministro Máximo Pacheco por la interconexión eléctrica entre ambos países.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 8.752 MW, con una inversión de MMUS\$ 14.902. En el último mes se aprobaron los proyectos "Parque Eólico Malleco" (270 MW) y "Parque Solar Domeyko" (63 MW) con una inversión de 500 MMUS\$ y 90 MMUS\$ respectivamente. Además, se aprobó la "Optimización de turbinas de la central La higuera" de 15,86 MW de capacidad y 12 MMUS\$ de inversión. Por su parte, no ingresaron a evaluación ambiental nuevos proyectos.

En el SING, los proyectos en calificación suman 4.783 MW, con una inversión de MMUS\$ 16.170, mientras que los proyectos aprobados totalizan 13.995 MW con una inversión de MMUS\$ 35.556. En el último mes no ingresaron ni se aprobaron proyectos.

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	1.971	3.799	6.312	13.040
Hidráulica	285	724	3.371	5.703
Solar	2.828	6.641	7.179	17.147
Gas Natural	3.135	3.204	1.610	1.430
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	423	243	1.879	5.581
Biomasa/Biogás	87	219	426	874
Carbón	24	72	5.236	10.031
TOTAL	8.752	14.902	26.083	54.137

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	3.443	14.610	8.039	25.592
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 Nº 6	0	0	216	302
Geotérmica	50	260	50	180
Hidráulica	0	0	300	385
TOTAL	4.783	16.170	13.955	35.556

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

noviembre2016



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

rijimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@system.cl

Iván Chaparro U. | Líder de Proyectos

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.