

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Septiembre 2016

[Volumen 9, número 9]

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

Nuevo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

El 30 de septiembre próximo será nombrado el Consejo Directivo del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional ("el Coordinador") y el 1 de enero de 2017 éste deberá entrar en operación. Entre dichas fechas se nombrará un director ejecutivo, la sede y otros aspectos esenciales para su funcionamiento.

Este nuevo Coordinador será totalmente independiente de los actores del mercado, a diferencia de lo que sucede hoy, donde sus representantes son elegidos por empresas que forman parte del sistema eléctrico. Este organismo no tendrá fines de lucro, estará dotado de personalidad jurídica propia y no será parte de la administración del Estado, aunque se le aplicarán las mismas normas de transparencia y acceso a la información pública. Estará conformado por un presidente y cuatro consejeros, los cuales tendrán una duración en el cargo de cuatro años, renovables, y que serán elegidos en parcialidades. Se elegirán en un proceso público y abierto por el Comité Especial de Nominaciones, y tendrán dedicación exclusiva al cargo con posibilidad de ejercer funciones docentes y académicas acotadas. Todas estas materias se detallan en la nueva Ley de Transmisión, la cual describe las facultades del nuevo Coordinador, siendo las principales el preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación económica y garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión (esta última a partir del 1 de enero del 2018), conforme a lo propuesto por la Ley.

Las nuevas atribuciones que tiene el Coordinador son planificar la expansión para los distintos segmentos de transmisión; colaborar con el monitoreo de las condiciones de competencia en el mercado eléctrico; adoptar medidas pertinentes para monitorear la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a coordinación; coordinar los intercambios internacionales de energía; realizar y coordinar investigación, desarrollo e innovación en materia energética para mejorar la operación y coordinación del sistema eléctrico; y licitar las obras de expansión del sistema de transmisión.

Con respecto a la planificación de la transmisión, actualmente los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SIC y SING pueden atrasar o adelantar las fechas de las nuevas obras de expansión y proponer modificaciones a las obras del plan entregado por la Comisión. En cambio, con las nuevas atribuciones el Coordinador deberá enviar a la Comisión, dentro de los primeros quince días de cada año, una propuesta de expansión para los distintos segmentos de la transmisión, la que deberá considerar al menos un horizonte de veinte años. Los proyectos presentados al Coordinador por sus promotores deberán contener como requisitos mínimos la descripción del proyecto e identificación de generadores, los cuales deben ser validados por el Coordinador. Por su parte, la Comisión deberá, mediante un medio de difusión pública, convocar a una etapa de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión. Se espera que esta nueva facultad tenga como consecuencia un sistema más robusto y preparado para la futura demanda energética, evitando las situaciones de desacople existentes por falta de capacidad de transmisión.

Por otra parte, también se plantea un monitoreo permanente de las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico, con el objetivo que el Coordinador garantice la seguridad del servicio, la operación económica y el acceso abierto al sistema eléctrico. Para ello el Coordinador podrá realizar auditorías a la información que están obligados a proporcionar los Coordinados, conformados por los propietarios de centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, instalaciones

de distribución e instalaciones de clientes libres que se interconecten al sistema. En el caso de detectar indicios de actuaciones que podrían llegar a ser contrarias a la libre competencia, el Coordinador deberá ponerlas en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que corresponda.

Por otro lado, la nueva Ley define los Sistemas de Interconexión Internacional, los cuales estarán constituidos por líneas y subestaciones destinadas a exportar o importar energía desde y hacia sistemas en territorio nacional. Será deber del Coordinador el coordinar la operación ante la existencia de interconexiones eléctricas internacionales. Esto frente a los posibles planes de interconexión en el futuro como, por ejemplo, con el sistema eléctrico de Perú.

Por otra parte, al Coordinador le corresponderá adoptar las medidas pertinentes para garantizar la continuidad en la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a su coordinación. El Coordinador deberá informar a la Superintendencia, cuando estime conveniente, cualquier conducta que ponga en riesgo la continuidad de dicha cadena.

Con respecto al desarrollo en el ámbito energético, el Coordinador podrá disponer de recursos para realizar y coordinar investigación, desarrollo e innovación en materia energética, con el objetivo de mejorar la operación y coordinación del sistema eléctrico. Esto significa que podrá efectuar análisis críticos de su quehacer, analizar e incorporar nuevas tecnologías al sistema eléctrico, promover la interacción con centros académicos y de investigación, y promover la investigación a nivel nacional.

El desarrollo de estas nuevas facultades ayuda a que el nuevo Coordinador se mantenga a la vanguardia en temas de eficiencia y desarrollo en materia energética, por lo que promoverá una integración correcta entre los sistemas interconectados actuales, y entre el sistema de transmisión y los nuevos polos de desarrollo, generando un sistema de transmisión robusto y con la holgura suficiente para posibilitar la incorporación de nuevos actores, en particular ERNC.

Como materia pendiente, aún falta la elaboración de los nuevos procedimientos por parte del Coordinador, siendo relevante su pronta definición para evitar incertidumbre en la operación del nuevo sistema nacional. Asimismo, será un desafío no menor tener una organización comprometida y alineada bajo un mismo objetivo y estrategia, que facilite la integración y modifique sus procesos para una integración técnica y enfocada en interconexión. En este contexto, los actuales CDECs han estado, desde hace más de un año, en continuo intercambio de conocimientos sobre procedimientos y herramientas para la creación de este nuevo Coordinador, por lo cual se espera que los nuevos procedimientos sean más eficientes y perfeccionados dada la coexistencia de las visiones de los actuales CDEC en su elaboración.

Finalmente, queda esperar por ver si el enfoque principal del nuevo coordinador va más allá que la sola administración eficiente de los recursos y sigue, por ejemplo, los modelos de sus pares de EE.UU. (CAISO y NYISO) buscando una transición a una red eficiente con menores emisiones de carbono y/o enfocándose en proveer un mercado atractivo para las inversiones en infraestructuras energéticas.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de agosto la operación del SIC se caracterizó por una participación hidráulica de un 35%, un 7% mayor al mes anterior. Por otra parte, la participación del carbón se mantuvo en 35%, mientras que el GNL disminuyó a un 15%. Lo anterior se tradujo en una menor participación diésel (ver Figura 1).

Durante el mes de agosto estuvieron en mantenimiento mayor la central Nehuenco II (108 MW por 11 días), Confluencia U-1 (83 MW por 16 días), Canutillar U-2 (86 MW por 13 días) y Canutillar U-1 (86 MW por 30 días).

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 35% del promedio mensual histórico (ver Figura 2). En lo que va del año hidrológico 2016/2017 (abril a agosto de 2016), el nivel de excedencia observado es igual a 91%, es decir, se ubica entre el 9% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Durante agosto 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 5,9 US\$/MMBtu. Por otro lado Nehuenco declaró un costo variable nulo. En tanto, la central Nueva Renca, operó con GNL declarando un precio de 6,08 US\$/MMBtu promedio del mes.

En agosto de 2016 el costo marginal del SIC promedió 47,2 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 13% menor respecto al mes de agosto de 2015 (54,5 US\$/MWh), y 44% menor respecto a julio de 2016 (102,7 US\$/MWh).

Los costos marginales en agosto estuvieron fuertemente determinados por el valor del agua (ver Figura 3). En demanda alta se pueden ver dos peaks marcados por unidades diésel y en demanda baja se pudieron ver costos marginales bajo el carbón.

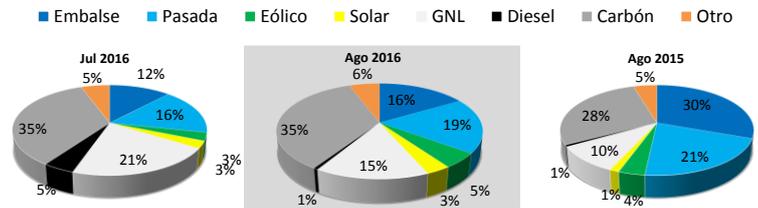


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

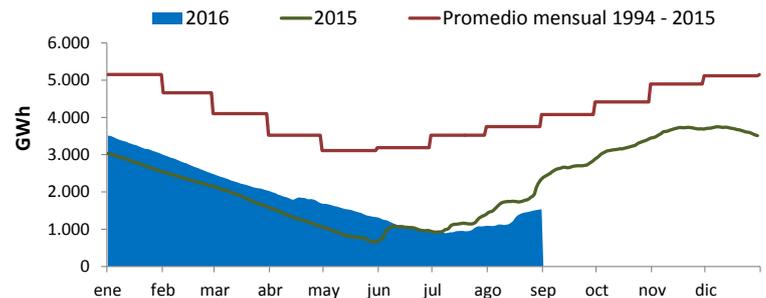


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CDEC SIC)

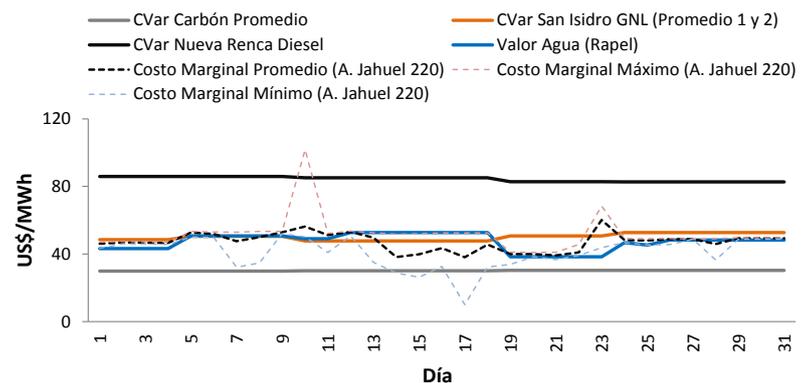


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de agosto (Fuente: CDEC-SIC)

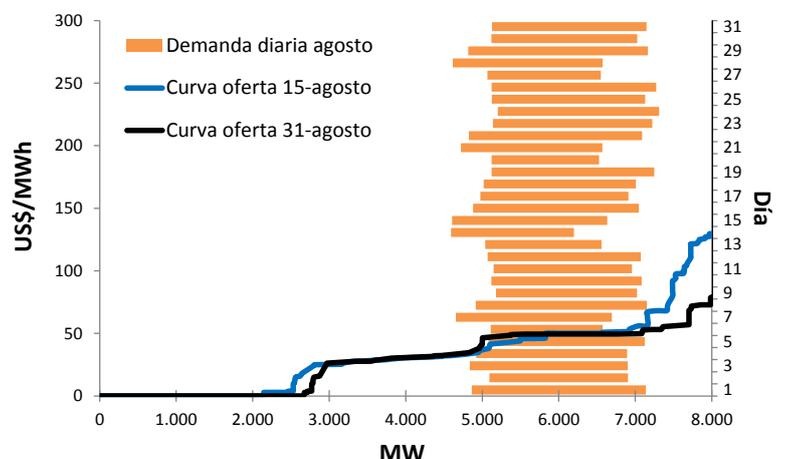


Figura 4: Demanda diaria durante agosto y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: System)

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 septiembre-diciembre de 2016. La central Nueva Renca, de AES Gener, cuenta con un contrato de abastecimiento con ENAP que le proporciona disponibilidad limitada en los primeros meses de proyección. Nehuencho se considera con disponibilidad de GNL limitada durante los 12 meses de proyección. 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	1,88%		
	2017	2,50%		
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		66,7	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		60,5	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	(1) San Isidro	4,7	
		Nehuencho	0,0	0,0
	Nueva Renca	6,1	11,5	
Disponibilidad GNL (Potencia Central %)	San Isidro (Sep16 - Dic16)	Limitada (60%)	Limitada (60%)	
	San Isidro (Ene17 - Ago17)	Completa (100%)	Completa (100%)	
	Nueva Renca (Oct16)	Limitada (30%)	Limitada (15%)	
	Nueva Renca (Nov16 - Jul17)	0	0	
	Nehuencho (Sep16 - Nov16)	Limitada (40%)	Limitada (20%)	
	Nehuencho (Dic16)	Limitada (20%)	Limitada (10%)	
	Nehuencho (Ene17 - Abr17)	Limitada (88%)	Limitada (44%)	
	Nehuencho (May17 - Jun17)	Limitada (44%)	Limitada (22%)	
	Nehuencho (Jul17 - Ago17)	0	0	

[1]: Precio promedio declarado para el mes de Agosto.

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. %
Sep-2016 a Dic-2016	38,89	11,22	38,76	10,79
Ene-2017 a Ago-2017	41,63	13,32	44,22	16,54

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 1.475 MW de nueva

capacidad renovable, de los cuales 907 MW son solares, 441 MW eólicos, 127 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.

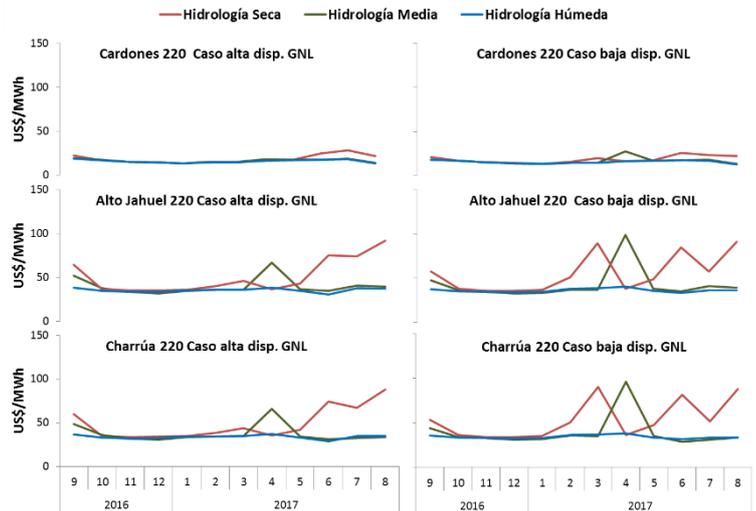


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

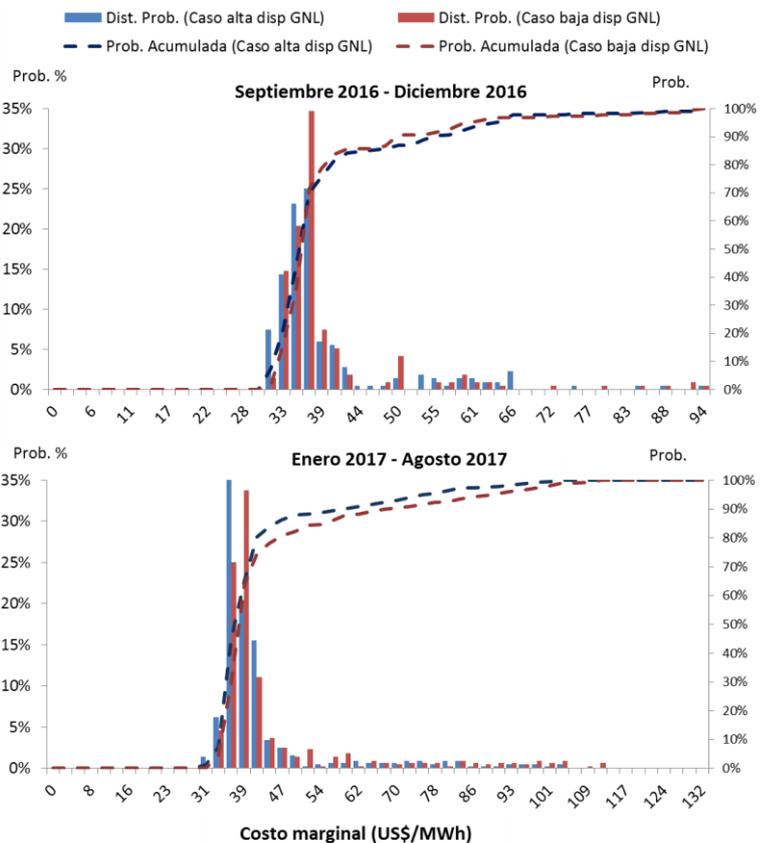


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

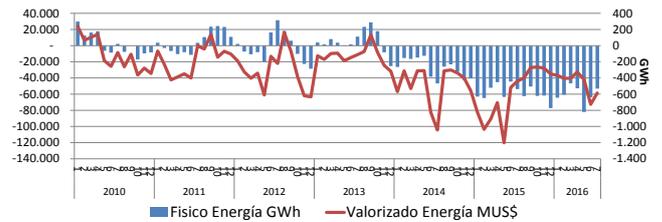
Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

En agosto, Endesa presentó un aumento de su generación hidráulica y una disminución de su generación GNL. Colbún, al igual que Endesa, aumentó su generación hidráulica, disminuyendo levemente su generación GNL. Por su parte, AES Gener y Guacolda disminuyeron levemente su generación total, debido a una reducción de su generación a carbón. Finalmente, Pehuenche disminuyó su generación hidráulica.

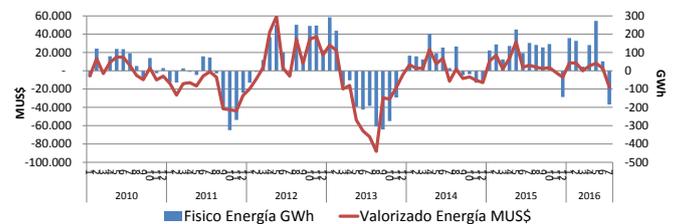
Endesa

Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Ago 2016 (US\$/MWh)	
Jul 2016	Ago 2016	Ago 2015		
Pasada	201	214	Bocamina (prom. I y II)	36,0
Embalse	273	369	San Isidro GNL (prom. I y II)	50,1
Gas	0	0	Taltal Diesel	244,3
GNL	559	288		
Carbón	339	336	Transferencias de Energía Jul 2016	
Diésel	0	0	Total Generación (GWh)	1.378
Eólico	7	14	Total Retiros (GWh)	1.910
Total	1.378	1.222	Transf. Físicas (GWh)	-532,3
			Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-58,6



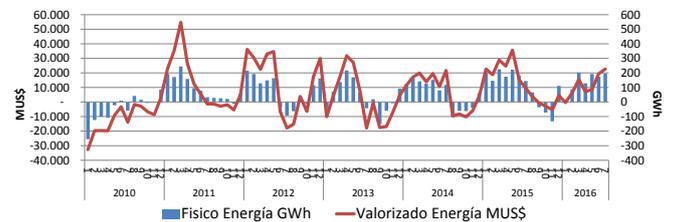
Colbún

Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2016 (US\$/MWh)	
Jul 2016	Ago 2016	Ago 2015		
Pasada	137	153	Santa María	26,3
Embalse	127	208	Nehuenco GNL (prom. I y II)	3
Gas	0	0	Nehuenco Diesel (prom. I y II)	83,8
GNL	218	180		
Carbón	232	259	Transferencias de Energía Jul 2016	
Diesel	93	0	Total Generación (GWh)	807
Eólico	0	0	Total Retiros (GWh)	991
Total	807	801	Transf. Físicas (GWh)	-184
			Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-17,8



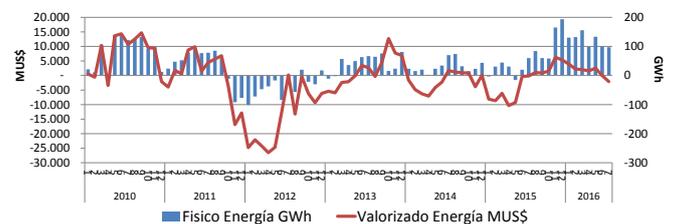
AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Ago 2016 (US\$/MWh)	
Jul 2016	Ago 2016	Ago 2015		
Pasada	83	81	Ventanas prom. (prom. I y II)	31,3
Embalse	0	0	N. Ventanas y Campiche	31,3
Gas	0	0	Nueva Renca GNL	25,5
GNL	214	215		
Carbón	605	589	Transferencias de Energía Jul 2016	
Diesel	5	0	Total Generación (GWh)	911
Eólico	0	0	Total Retiros (GWh)	714
Otro	3	1	Transf. Físicas (GWh)	196,1
Total	911	885	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	22,7



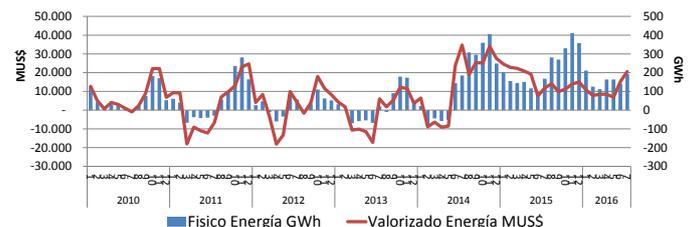
Guacolda

Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2016 (US\$/MWh)	
Jul 2016	Ago 2016	Ago 2015		
Pasada	0	0	Guacolda I y II	27,8
Embalse	0	0	Guacolda III	24,1
Gas	0	0	Guacolda IV	28,6
GNL	0	0		
Carbón	425	400	Transferencias de Energía Jul 2016	
Diesel	0	0	Total Generación (GWh)	425
Eólico	0	0	Total Retiros (GWh)	328
Total	425	400	Transf. Físicas (GWh)	97,6
			Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-2,1



Pehuenche

Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2016 (US\$/MWh)	
Jul 2016	Ago 2016	Ago 2015		
Pasada	61	30	Sólo centrales hidráulicas	
Embalse	154	167		
Gas	0	0	Transferencias de Energía Jul 2016	
GNL	0	0	Total Generación (GWh)	215
Carbón	0	0	Total Retiros (GWh)	23
Diesel	0	0	Transf. Físicas (GWh)	192
Eólico	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	20,6
Total	215	197		



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de agosto estuvo marcada por un aumento de un 9% de la generación a carbón. Por otro lado, el GNL disminuyó en un 2% y el diésel se redujo en un 7%, siendo casi nula la generación de este tipo durante el mes de agosto (ver Figura 7).

Durante agosto estuvieron en mantenimiento mayor las unidades GMAR de la central Arica (Engie 8,4 MW), U15 de la central Tocopilla (Engie 132,4 MW) y las unidades 7 y 9 de la central Diesel ZOFRI (ENOR Chile 4,6 MW), entre otras.

El precio del GNL declarado por la unidad Tocopilla y Mejillones de Engie fue de 5,1 US\$/MMBtu promedio en agosto. De este modo, durante todo mes el costo variable del GNL de Engie se ubicó en un punto levemente superior en comparación a los costos variables promedio del carbón (ver Figura 8).

Los costos marginales de agosto en demanda baja fueron marcados por el carbón, mientras que en demanda alta el costo marginal estuvo marcado por el GNL (ver Figura 8).

El promedio mensual del costo marginal de agosto en la barra Crucero 220 fue de 32,6 US\$/MWh, lo cual representa una disminución del 60,3% respecto del mes de julio de 2016 (82,1 US\$/MWh), y una disminución de un 20,5% respecto a agosto de 2015 (41 US\$/MWh).

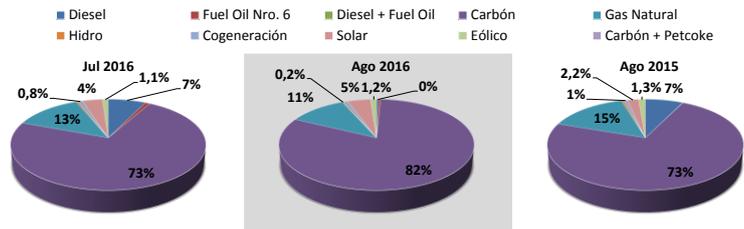


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

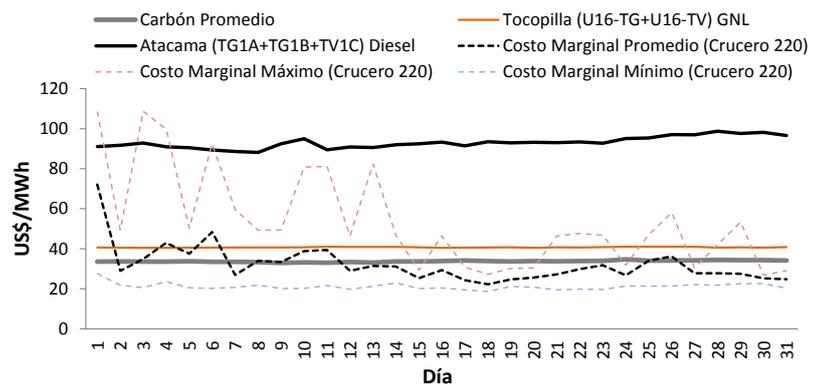


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de agosto (Fuente: CDEC-SING)

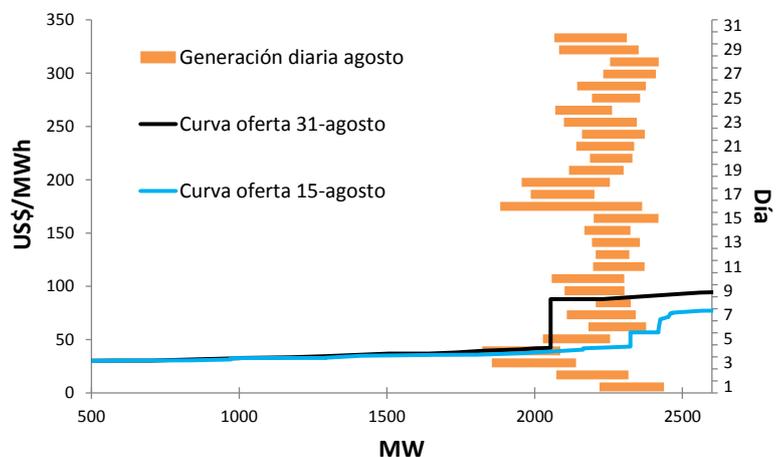


Figura 9: Generación diaria durante agosto y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

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 7,6% 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	5,2%	7,6%	10,1%
	2017	2,4%	5,3%	8,2%
Combustible	Diesel Mejillones US\$/Bbl		58,8	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	65,7	
		Angamos	60,7	
		Tocopilla	58,3	
		Andina	64,4	
		Hornitos	61,5	
		Norgener	68,0	
Tarapacá	71,0			
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	3,7 - 12		
	Disponibilidad GNL	U16	Limitada (9% - 100%)	
	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 405 MW solares, 112 MW eólicos, 742 MW térmicos convencionales y 48 MW geotérmicos. En septiembre del presente año entraría en operación la central Kelar (CC-GNL, 513 MW), y 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 35,4 US\$/MWh. Para los escenarios de baja demanda y alta demanda

los costos proyectados alcanzan los valores de 34,4 US\$/MWh y 35,8 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), los costos marginales en los distintos escenarios de demanda no presentan diferencias significativas.

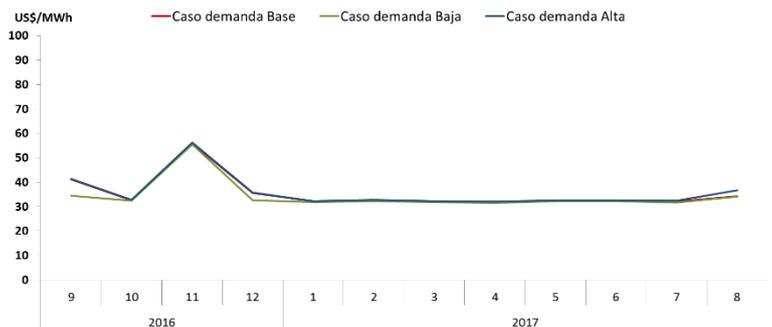


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

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 agosto de 2016 por el CDEC-SING. Cabe destacar que en el último informe mensual a la CNE (julio) el despacho programado de la unidad U16 en el horizonte de 12 meses aumentó en 6% respecto a la proyección presentada en el informe del mes de junio.

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.

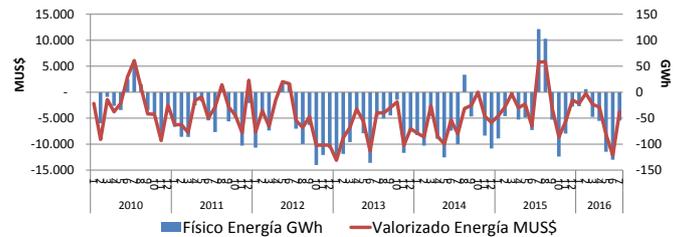
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de agosto, 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 aumentó su generación en base a carbón, mientras que Celta no operó con carbón este mes. Finalmente, GasAtacama casi no operó en agosto.

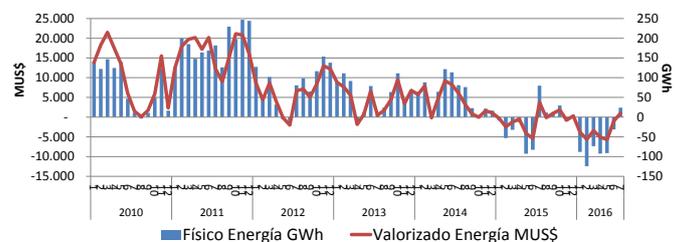
Engie (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2016 (US\$/MWh)	
	Jul 2016	Ago 2016	Ago 2015		
Diesel	5	1	2	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	571	549	608	Transferencias de Energía Jul 2016	
Gas Natural	187	123	121	Total Generación (GWh)	766
Hidro	3	3	4	Total Retiros (GWh)	820
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-54,6
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-3.763
Total	766	676	735		



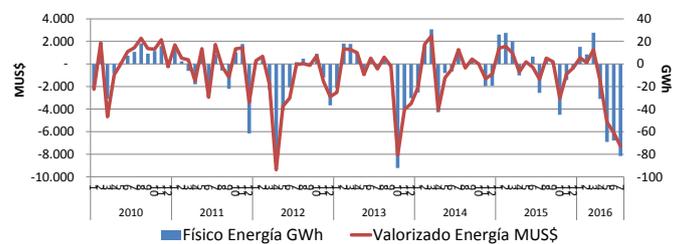
AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2016 (US\$/MWh)	
	Jul 2016	Ago 2016	Ago 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 Jul 2016	
Carbón	503	576	483	Total Generación (GWh)	503
Gas Natural	0	0	95	Total Retiros (GWh)	479
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	24,1
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.000
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	503	576	578		



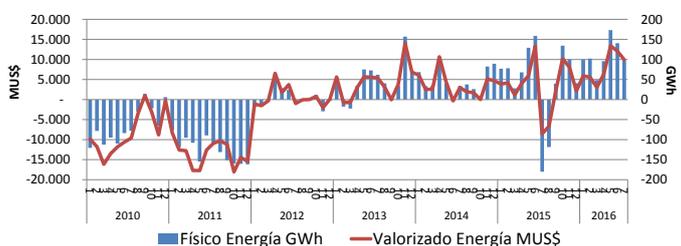
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2016 (US\$/MWh)	
	Jul 2016	Ago 2016	Ago 2015		
Diesel	1,0	0,4	0,8	Tarapacá Carbón	29,7
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Jul 2016	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	1
Carbón	0	0	59	Total Retiros (GWh)	83
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-81,6
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-7.277
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	1	0	60		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2016 (US\$/MWh)	
	Jul 2016	Ago 2016	Ago 2015		
Diesel	106	5	109	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	100,8
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Jul 2016	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	113,6
Carbón	0	0	0	Total Retiros (GWh)	17,1
Gas Natural	7	0	22	Transf. Físicas (GWh)	96,5
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	9.911
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	114	5	131		



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a agosto de 2016, es de 79,0 US\$/MWh para el SIC y 69,5 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 mayo de 2016.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de julio de 2016, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.251 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 267,5 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante julio fue igual a 586 GWh, es decir, superó en un 119% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de julio, la mayor parte fue generada por centrales solares (27,4%), seguidas por biomasa (25,2%) y centrales eólicas (25,2%). Finalmente, la menor generación fue de centrales hidráulicas con un 22,2% de la energía ERNC. La Figura 12 muestra las empresas con mayor inyección reconocida de ERNC, propia o contratada, en los sistemas SIC y SING durante el mes de julio, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	76,1	19.020
COLBÚN	79,8	6.932
AES GENER	75,0	5.446
CAMPANARIO	112,5	990
GUACOLDA	63,3	900
PANGUIPULLI	123,6	565
M. REDONDO	107,1	303
D. ALMAGRO	109,9	220
CHUNGUNGO	90,7	190
PUYEHUE	95,8	165
PUNTILLA	113,4	83
ERN-C-1	115,5	60
C. EL MORADO	118,8	40
CAREN	113,3	25
SPV P4	100,2	20
Precio Medio de Licitación SIC	79,0	
SING		
E-CL	69,5	2.530
Precio Medio de Licitación SING	69,5	

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	66,7	14.184
Chilquinta	90,0	3.473
EMEL	67,5	2.445
CGED	101,7	10.115
SAESA	65,4	4.742
Precio Medio de Licitación SIC	79,0	
SING		
EMEL-SING	69,5	2.530
Precio Medio de Licitación SING	69,5	

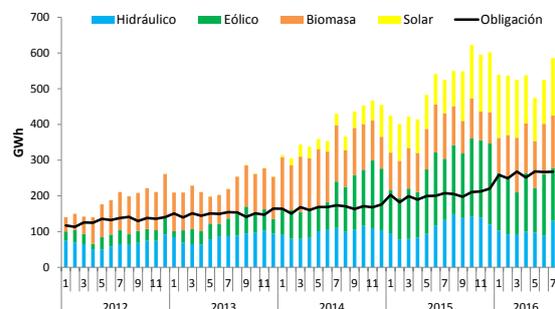


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

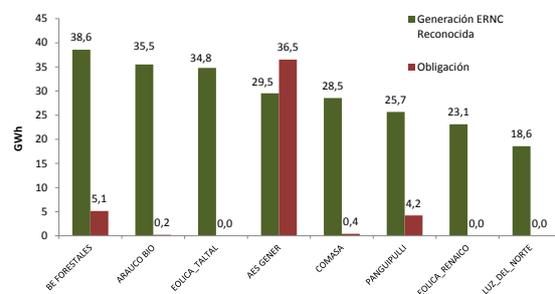


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, julio de 2016 (Fuente: CDEC-SING)

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 distribidora 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](#)).

La propuesta del gobierno para liberalizar el mercado eléctrico ([ver más](#))

El Ministerio de Energía busca ampliar el número de clientes libres para generar mayor competencia en el sector. También quiere rebajar la rentabilidad a las compañías de distribución.

CDEC activa auditoría a central Guacolda y anuncia completa revisión al parque térmico ([ver más](#))

Panel de Expertos ordenó realizar una nueva auditoría a la unidad de Gener, por dudas de las empresas de ERNC sobre la verosimilitud de la operación "al mínimo" de la unidad.

Tareas del Coordinador Independiente tendrá múltiples impactos para clientes libres ([ver más](#))

En seminario de Acenor, el presidente del directorio del CDEC SIC, Juan Cembrano, indicó que las nuevas tareas del organismo apuntan a la reasignación de costos asociados, la licitación y evaluación de la competencia en servicios complementarios, definiciones en los sistemas dedicados y la información de compensaciones por indisponibilidad.

Gobierno estudia crear comercializador para agregar demanda eléctrica de pequeños cliente libres ([ver más](#))

En seminario de clientes libres del SIC y SING, organizado por Acenor, la subsecretaría de Energía, Jimena Jara, señaló que el resultado de la última licitación para clientes regulados le entregará mayor información a los clientes no regulados para que mejoren su poder de negociación con generadoras.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 9.332 MW, con una inversión de MMUS\$ 19.889. En el último mes se aprobó, entre otros, el proyecto eólico "Punta de Talca", con una capacidad instalada de 93 MW y una inversión de 120 MMUS\$ y el proyecto solar "AR Energía Chile", con una capacidad instalada de 30 MW y una inversión de 59 MMUS\$. Por su parte, ingresaron a evaluación ambiental dos proyectos eólicos (27,5 MW), un proyecto solar (49,6 MW) y un proyecto biomasa (20 MW).

En el SING, los proyectos en calificación suman 4.375 MW, con una inversión de MMUS\$ 15.570, mientras que los proyectos aprobados totalizan 13.995 MW con una inversión de MMUS\$ 35.556. En el último mes no ingresaron proyectos al sistema de evaluación ambiental.

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	2.234	4.283	6.251	12.854
Hidráulica	322	785	3.352	5.674
Solar	3.487	11.432	6.780	16.382
Gas Natural	2.655	2.804	1.610	1.430
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	523	293	1.779	5.531
Biomasa/Biogás	87	219	426	874
Carbón	24	72	3.136	5.631
TOTAL	9.332	19.889	23.404	48.707

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	3.035	14.010	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	4.375	15.570	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

septiembre2016



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.