

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

## SIC y SING

Septiembre 2014 [Volumen 7, 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

## Desafíos de la Ley Net Billing

El pasado 6 de septiembre se publicó el reglamento DS71 que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, con lo cual entra en vigencia la ley N° 20.571 denominada Ley Net Billing, publicada en el Diario Oficial en 2012. El objetivo de la Ley es permitir la conexión de pequeños medios de generación residenciales de fuentes renovables (hasta 100 kW) a los sistemas de distribución, de manera que puedan inyectar sus excedentes de generación a la red y recibir la correspondiente remuneración asociada.

El reglamento establece los procedimientos que deben llevar a cabo los clientes finales para la conexión de los equipos de generación en distribución, indicando la información necesaria que debe entregar el cliente y los plazos de respuesta con que cuenta la empresa distribuidora. Además, destaca el hecho que el reglamento indica el contenido que debe tener la carta de respuesta, especificando la capacidad máxima permitida del equipo generador, y las obras adicionales y/o adecuaciones necesarias para la conexión. Más aún, en la norma técnica que se encuentra en elaboración se incluye un procedimiento para facilitar la determinación de la capacidad instalada permitida, sin la necesidad de realizar estudios complejos. De esta manera, se busca reducir costos y agilizar la tramitación de la conexión de dichos medios de generación.

Otro aspecto relevante de la Ley es la obligación de establecer un contrato de conexión entre el cliente y la empresa distribuidora, en donde se identifican las partes y se definen la capacidad instalada de generación, opción tarifaria del cliente, propiedad de equipos de medición, entre otros aspectos. Lo anterior es oportuno por cuanto se establece una relación entre el cliente residencial y la distribuidora, dando el carácter de suministrador al primero, con obligaciones y responsabilidades entre las partes.

En relación a los costos de obras adicionales y/o adecuaciones que sean requeridas para la conexión de un equipamiento de generación, se especifica que éstos serán de cargo del propietario del equipo de generación y que en ningún caso implicarán costos adicionales a otros usuarios o clientes finales de la empresa distribuidora, ni tampoco a esta última. La valorización de tales obras o adecuaciones se basará en los costos unitarios de cada componente requerida, los costos de montaje y los recargos establecidos en el procedimiento de determinación del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de distribución.

En relación a los aspectos económicos de la inyección a la red de distribución, el reglamento establece que la empresa distribuidora es la responsable de realizar las lecturas en el medidor del cliente. Dichas inyecciones se valorizarán al mismo precio de nudo de energía que las empresas distribuidoras traspasan a sus clientes sujetos a regulación de precios, incorporando además las menores pérdidas eléctricas asociadas a dichas inyecciones. Por simplicidad, tales pérdidas se determinarán multiplicando el precio de nudo por los

factores de pérdidas de energía asociadas a la opción tarifaria del cliente. Finalmente, la energía valorizada se descuenta de la facturación del mes del cliente.

Otro aspecto destacable de la normativa es que la inyección producida por los equipos de generación de los clientes residenciales tiene el mismo atributo que las centrales renovables de mayor tamaño para efectos del cumplimiento del requerimiento de energías ERNC que establece la Ley, debiendo ser informados por las empresas al CDEC respectivo.

Si bien tanto la Ley como el reglamento establecen un marco favorable para la conexión de nuevas centrales, es pertinente señalar que no es claro que sólo con la entrada en vigencia de la Ley y el reglamento se produzca una alta penetración de equipos de generación en las redes de distribución. Lo anterior se debe a que la conveniencia de instalar un equipo de generación dependerá de si el precio a recibir es mayor al costo de desarrollo de la tecnología utilizada. Por ejemplo, de acuerdo a la tarifa vigente<sup>1</sup> el precio de nudo de energía a nivel de distribución se encuentra en torno a 104,94 US\$/MWh<sup>2</sup> para la Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (ELECDA), y a 66,774 US\$/MWh<sup>3</sup> para Chilectra. En comparación, un proyecto de generación solar a escala industrial tiene un costo de desarrollo en torno a 130 US\$/MWh para un factor de planta de 30%, por lo cual no sería conveniente inyectar a la red en los términos de precios establecidos en la Ley, menos si es a escala domiciliaria.

No sucede lo mismo si se compara el costo de desarrollo con el ahorro de autoabastecer la totalidad o parte del consumo propio, esto es, sin inyectar a la red, puesto que la tarifa que paga por ejemplo un cliente residencial (BT1) alcanza los 156,76 US\$/MWh<sup>4</sup> en la zona de concesión de ELECDA, y los 115,84 US\$/MWh<sup>5</sup> en la zona de concesión de Chilectra. Por lo anterior, dependiendo de la zona del país, puede ser conveniente instalar equipos de generación para reducir el consumo, más aún con el alza anunciada de las tarifas en torno a un 8%-10%.

De todas maneras, la entrada en vigencia de la Ley de Net Billing es un avance en el establecimiento de procedimientos para agilizar la instalación de equipamiento de generación por parte de los clientes residenciales, lo cual se verá potenciado a medida que disminuyan los costos de inversión de las tecnologías de generación (particularmente paneles solares).

<sup>1</sup> Precios de Nudo Promedio de noviembre de 2012.

<sup>2</sup> 61,947 \$/kWh (\$/US\$ 590,14).

<sup>3</sup> 39,406 \$/kWh (\$/US\$ 590,14).

<sup>4</sup> Tarifa BT1: 92,5100 \$/kWh vigente desde 01/09 (\$/US\$ 590,14).

<sup>5</sup> Tarifa BT1: 68,3647 \$/kWh vigente desde 01/09 (\$/US\$ 590,14).

## Sistema Interconectado Central (SIC)

### Análisis de operación del SIC

En el mes de agosto la operación del SIC se caracterizó por un aumento en la disponibilidad hidráulica para generación con respecto al mes de julio, lo que se tradujo en una mayor participación de esta fuente y una importante disminución de la generación diésel (ver Figura 1). Estas condiciones provocaron una baja en los costos marginales con respecto al mes anterior.

Esta baja en los costos marginales ocurrió a pesar que durante agosto hubo una menor participación de generación a carbón, explicada principalmente por la paralización de la central Bocamina II (350 MW) iniciada en el mes de diciembre del año pasado y por la desconexión no programada de Bocamina I (125 MW) ocurrida desde el 16 de agosto al 1 de septiembre (ver Figura 1).

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, pero por sobre los niveles de energía almacenada a igual fecha del año pasado.

Con respecto a la generación GNL, durante agosto la central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con este combustible, a un precio promedio declarado de 11,1 US\$/MMBtu. La unidad II de Nehuenco operó con GNL y costo variable nulo, mientras que la unidad I lo hizo de forma intermitente. La central Nueva Renca prácticamente no operó durante este mes.

Durante gran parte de agosto el costo marginal del SIC fue determinado por centrales de embalse, cuyo valor del agua varió entre 42,8 y 85,9 US\$/MWh en Rapel. Sin embargo, hubo días donde marginó el carbón y hacia el término del periodo marginaron centrales diésel (ver Figura 3).

En agosto de 2014 el costo marginal del SIC promedió 74,8 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 64% menor respecto al mes de agosto de 2013 (210 US\$/MWh), y 63% mayor respecto a julio de 2014 (202 US\$/MWh).

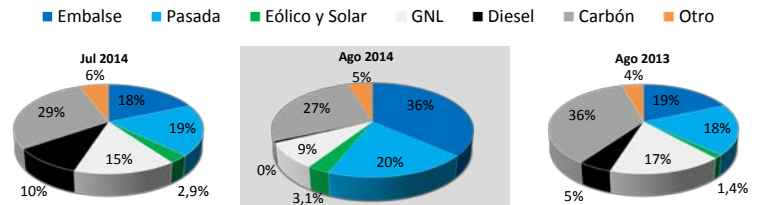


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

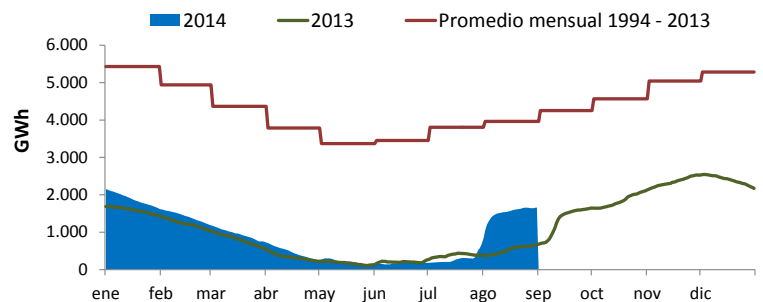


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC).

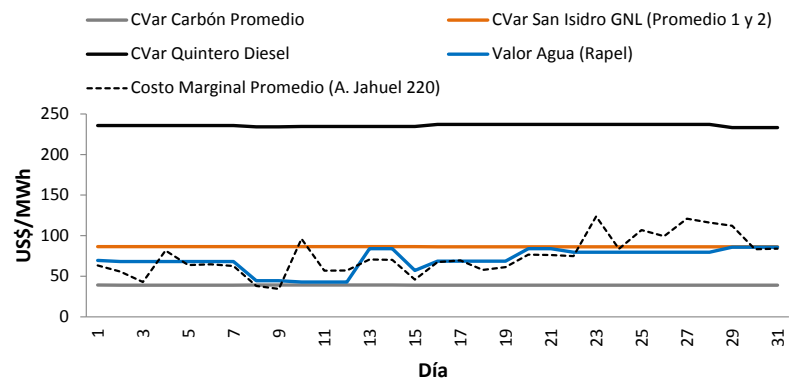


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de agosto (Fuente: CDEC-SIC)

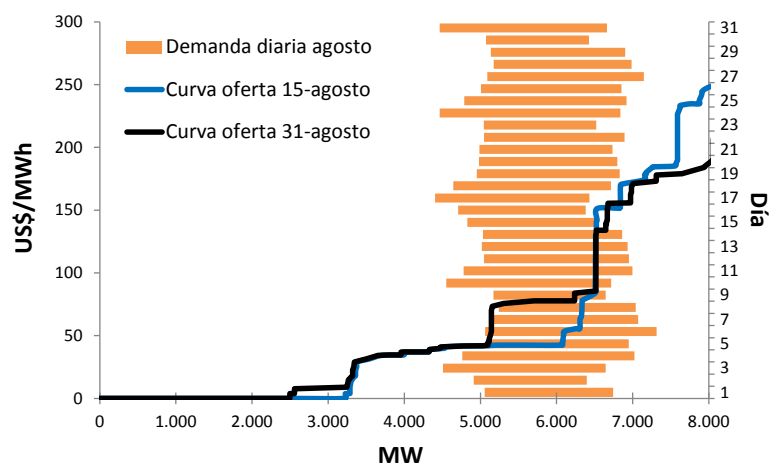


Figura 4: Demanda diaria durante agosto y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC - Elaboración: Systep)

## Sistema Interconectado Central (SIC)

### Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Para esta proyección se ha considerado el pronóstico de deshielos publicado por el CDEC-SIC, donde se espera una hidrología seca para los próximos meses, lo que se puede apreciar en el costo marginal promedio en Alto Jahuel 220 durante septiembre de 88,6 US\$/MWh hasta el día 22, aun cuando las últimas lluvias llevaron el costo marginal promedio a precios de 74,8 US\$/MWh durante el mes de agosto.

Además, se tiene que el CDEC-SIC proyecta que la central Nueva Renca no tendrá disponibilidad de GNL para el periodo de Noviembre de 2014 a Abril de 2015 a diferencia de años anteriores.

A estas presiones alcistas se suma la ausencia de la central Bocamina 2, donde el CDEC-SIC estima que volverá a operar en marzo de 2015, lo que elevaría los precios en promedio entre los 5,2 US\$/MWh a los 8,6 US\$/MWh en Alto Jahuel 220 respecto a si volviera a operar en octubre de 2014, como se consideró en esta proyección.

Para los próximos 12 meses se espera la entrada en operación de 710 MW de nueva capacidad, de los cuales 156 MW son eólicos, 165 MW hídricos, 367 MW solares y 22 MW de biomasa.

En la Tabla 2 se muestran resultados estadísticos de la simulación de 50 escenarios hidrológicos históricos, en donde se considera igual probabilidad de ocurrencia para cada uno.

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	2014		3.6%	
	2015		4.0%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		95.4	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		130.0	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	San Isidro (sep-ago)	6.0	12.0
		Nehuenco (may-oct)	0.0	Sin GNL
		Nehuenco (nov-abr)	0.0	0.0
Nueva Renca (may-oct)		Sin GNL	Sin GNL	
	Nueva Renca (nov-abr)	Sin GNL	Sin GNL	
Disponibilidad GNL	San Isidro (sep-ago)		Total	
	Nehuenco (may-oct)		Limitada	
	Nehuenco (nov-abr)		Total	
	Nueva Renca (may-oct)		0	
	Nueva Renca (nov-abr)		0	

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-2014 a Feb-2015	47.8	29%	72.3	35%
Mar-2015 a Ago-2015	85.4	44%	115.2	33%

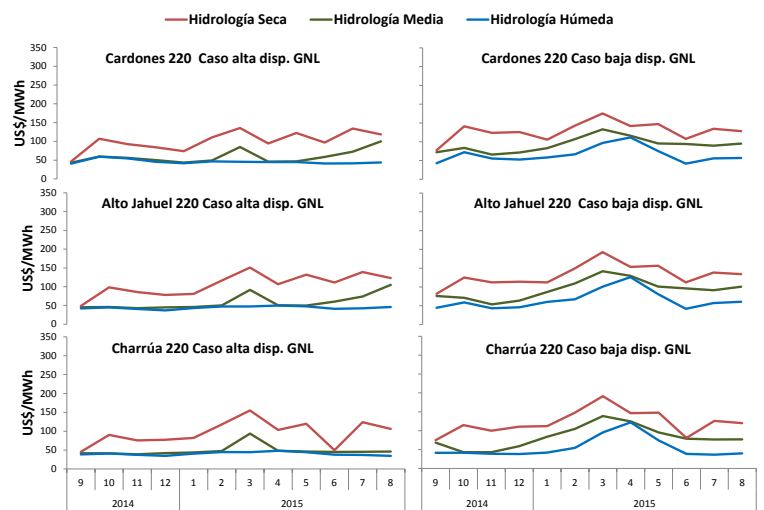


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

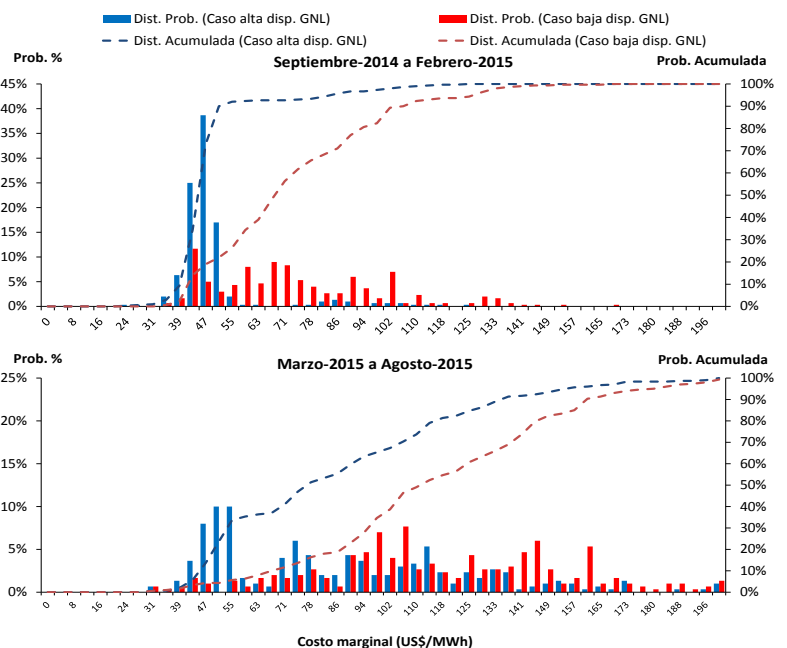


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

# Sistema Interconectado Central (SIC)

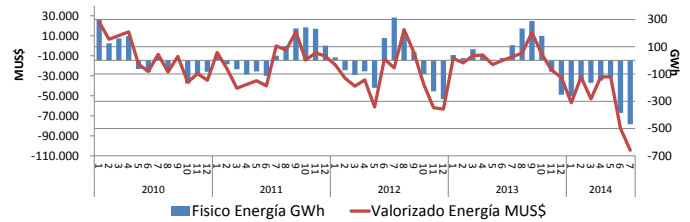
## Análisis por empresa

La menor generación de Endesa producto de la paralización de Bocamina II fue ampliamente compensada este mes por la mayor generación hidráulica. Por otra parte, la generación hidráulica de Colbún aumentó considerablemente, sin embargo tanto Gener como Colbún disminuyeron la generación diesel. Finalmente, Guacolda y Pehuenche mantuvieron sus niveles de generación hidráulica y carbón respectivamente.

### Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Jul 2014	Ago 2014	Ago 2013
Pasada	194	260	206
Embalse	407	854	495
Gas	0	0	0
GNL	469	167	543
Carbón	60	30	298
Diésel	16	0	7
Eólico	12	13	17
<b>Total</b>	<b>1.157</b>	<b>1.323</b>	<b>1.566</b>

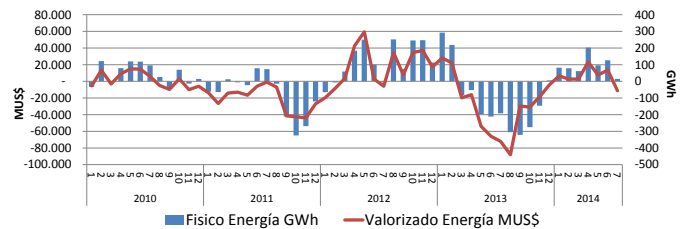
Costos Variables prom. Ago 2014 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	45,6
San Isidro GNL (prom. I y II)	86,3
Taltal Diesel	86,3
Transferencias de Energía Jul 2014	
Total Generación (GWh)	1.157
Total Retiros (GWh)	1.626
Transf. Físicas (GWh)	-468,6
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-104,5



### Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2014	Ago 2014	Ago 2013
Pasada	147	237	178
Embalse	298	495	166
Gas	0	0	0
GNL	184	226	189
Carbón	269	208	213
Diesel	200	8	114
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.098</b>	<b>1.173</b>	<b>858</b>

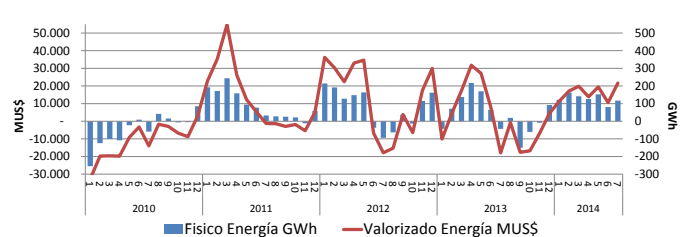
Costos Variables prom. Ago 2014 (US\$/MWh)	
Santa María	37,0
Nehuenco GNL (prom. I y II)	0
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	154,8
Transferencias de Energía Jul 2014	
Total Generación (GWh)	1.098
Total Retiros (GWh)	1.084
Transf. Físicas (GWh)	14
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-11,4



### AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Jul 2014	Ago 2014	Ago 2013
Pasada	64	63	65
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	48	0	0
Carbón	579	526	617
Diesel	154	0	23
Eólico	0	0	0
Otro	2	2	4
<b>Total</b>	<b>847</b>	<b>592</b>	<b>709</b>

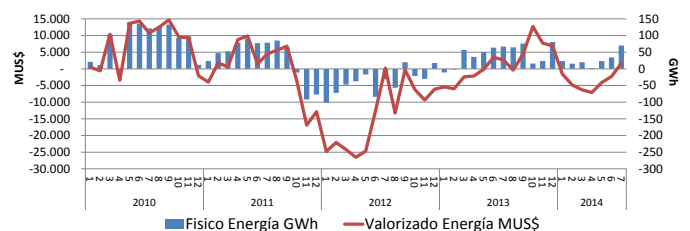
Costos Variables prom. Ago 2014 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	41,2
N. Ventanas y Campiche	41,8
Nueva Renca GNL	151,6
Transferencias de Energía Jul 2014	
Total Generación (GWh)	847
Total Retiros (GWh)	730
Transf. Físicas (GWh)	117,2
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	21,7



### Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2014	Ago 2014	Ago 2013
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	441	434	452
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>441</b>	<b>434</b>	<b>452</b>

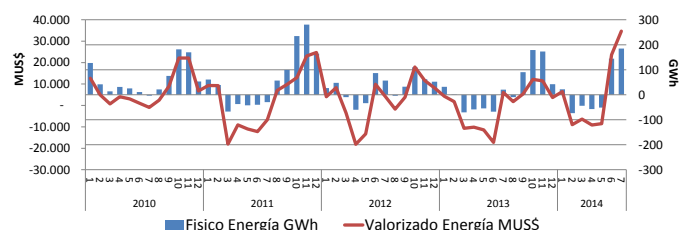
Costos Variables prom. Ago 2014 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	34,6
Guacolda III	31,5
Guacolda IV	34,8
Transferencias de Energía Jul 2014	
Total Generación (GWh)	441
Total Retiros (GWh)	370
Transf. Físicas (GWh)	70,2
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1,7



### Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2014	Ago 2014	Ago 2013
Pasada	47	56	35
Embalse	162	280	149
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>209</b>	<b>336</b>	<b>184</b>

Costos Variables prom. Ago 2014 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	
Transferencias de Energía Jul 2014	
Total Generación (GWh)	209
Total Retiros (GWh)	24
Transf. Físicas (GWh)	185
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	34,7





## Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

### Análisis de operación del SING

Durante agosto la operación del SING presentó un leve aumento en la participación de generación a carbón, de 78% en julio a un 79% en agosto. Este mes estuvieron en mantenimiento mayor Angamos 2 (273 MW), Mejillones 1 (166 MW), y la U13 de Tocopilla (85,3 MW). Por su parte, la generación GNL se mantuvo, al igual que la participación diésel, esta última permitió compensar la menor disponibilidad de carbón en este mes (ver Figura 7).

El precio del GNL declarado por la Central Tocopilla fue de 6,7 US\$/MMBtu promedio en agosto. Por su parte, la unidad CTM3 (de propiedad de E-CL, pero arrendada por Norgener), declaró un costo de GNL de 21,6 US\$/MMBtu. De esta forma, el costo variable del GNL se ubicó levemente por encima de los costos variables promedio de las centrales a carbón (ver Figura 8).

Los costos marginales en agosto fueron marcados mayoritariamente por el costo variable de unidades a carbón o GNL (Central Tocopilla), y sólo algunos días o en horario de alta demanda por unidades diésel. El promedio mensual del costo marginal de agosto en la barra Crucero 220 fue de 60,8 US\$/MWh, lo cual representa una baja de 29% respecto del mes de julio (85,7 US\$/MWh), y una disminución de un 24% respecto a agosto de 2013 (80 US\$/MWh).

A partir de julio de 2014, la compensación por barra producto de la RM 39, que compensa a las empresas generadoras por el sobrecosto de la operación, no es publicada por el CDEC-SING debido a un cambio en el procedimiento de "Valorización de Transferencias Económicas".

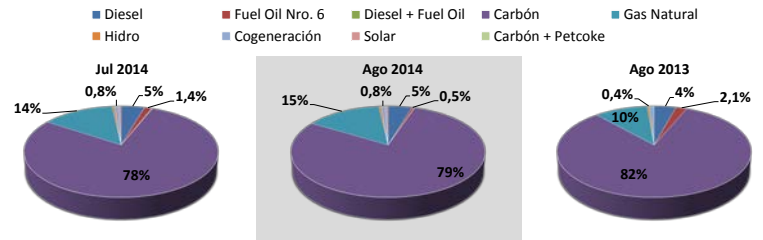


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

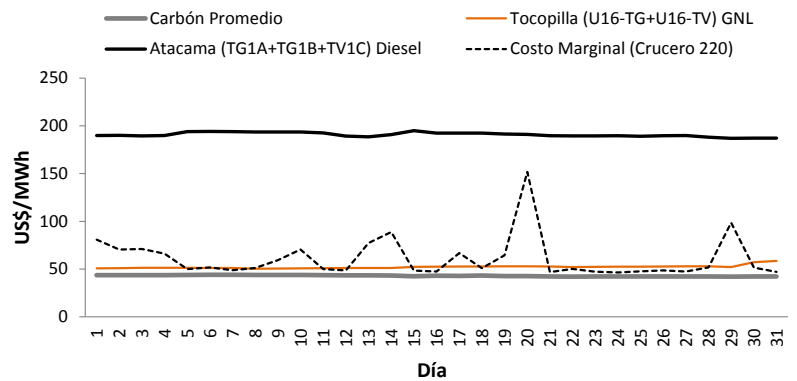


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de agosto (Fuente: CDEC-SING)

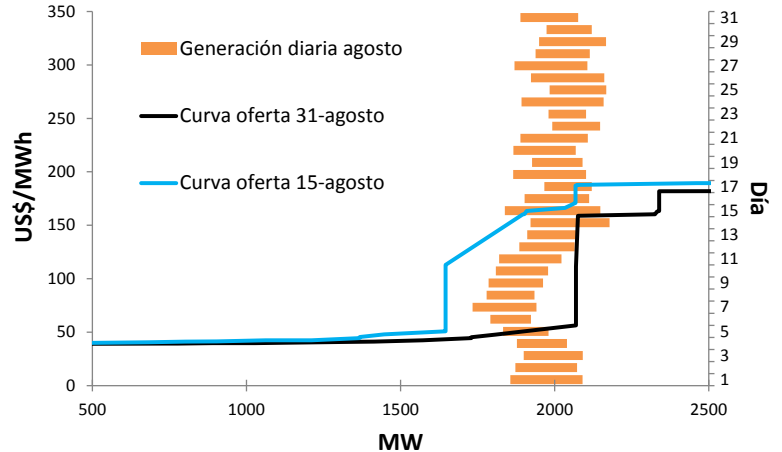


Figura 9: Generación diaria durante agosto y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

## Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

### Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Al comparar la proyección de demanda del CDEC-SING para el año 2014 realizada en diciembre de 2013 con la recientemente entregada en agosto de 2014, se puede ver que pasó de los 17.756 GWh a los 16.112 GWh. Con esto, en base a lo informado por los grandes consumidores del SING para 2014, se espera un crecimiento anual de la demanda eléctrica cercano al 5%. Sin embargo, existe incertidumbre respecto del cumplimiento efectivo de las condiciones de demanda esperadas.

Para abordar esta incertidumbre asociada a la estimación de demanda, Systep considera para esta proyección 3 escenarios distintos de demanda. Se considera un crecimiento de la demanda base, elaborado a partir de las expectativas informadas por los grandes clientes, y dos casos adicionales: demanda baja y demanda alta.

Respecto del parque generador, dentro de los próximos 12 meses se espera la puesta en operación de 4 proyectos solares por un total de 114 MW.

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

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2014	0.0%	5.0%	10.3%
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl	128.8		
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	86.0	
		Angamos	81.0	
		Tocopilla	83.6	
		Andina	84.8	
		Hornitos	84.8	
Norgener		92.6		
Tarapacá	82.7			
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	5,3 - 20,4		
	Atacama	Sin GNL		
	Salta	No Considerado		
Disponibilidad GNL	U16	Limitada		
	CTM3	Limitada		
	Otros	Sin GNL		

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición de demanda baja el costo marginal promedio alcanza los 97,6 US\$/MWh, en comparación a los 113,2 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en

el escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar 164,4 US\$/MWh.

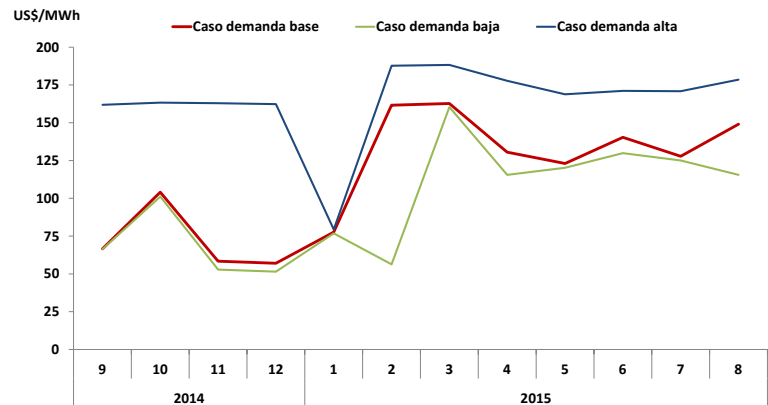


Figura 9: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

La proyección de costos marginales es altamente sensible a los mantenimientos considerados para las unidades generadoras. Para su simulación se consideró el programa de mantenimiento mayor para el 2014 publicado por el CDEC-SING, vigente desde el 1 de julio. En este ámbito, la proyección efectuada no presenta variaciones significativas con respecto a la realizada en el mes de anterior, donde destaca la mantención de las centrales a carbón Angamos I en octubre de 2010 y de la Unidad 14 de E-CL en marzo de 2015, así como el de la Unidad 16 de E-CL en enero y febrero de 2015, particularmente importante por ser la unidad a GNL que marca la punta en los costos marginales promedios.

Por otra parte, en esta proyección se ha considerado una disponibilidad de GNL basada en la declarada por las empresas para el año 2014, lo cual podría sufrir modificaciones en próximas proyecciones si se declara una disponibilidad distinta. La proyección considera una disponibilidad de GNL para la unidad CTM3 considerando que Norgener S.A informó el arriendo de dicha unidad a E-CL y en función de la disponibilidad adicional producto del mantenimiento de la unidad 16 de E-CL.

Notar que esta proyección es el resultado de la simulación del despacho económico de carga del SING, en donde el costo marginal corresponde al costo variable de unidad más cara en operación. No se considera la aplicación de toda la normativa legal vigente: Procedimiento de Cálculo del Costo Marginal (CDEC-SING), Resoluciones Ministeriales y otros. Por lo tanto, los costos marginales proyectados podrían estar sobrestimados respecto de los costos marginales finalmente utilizados en las transferencias de energía en el CDEC.

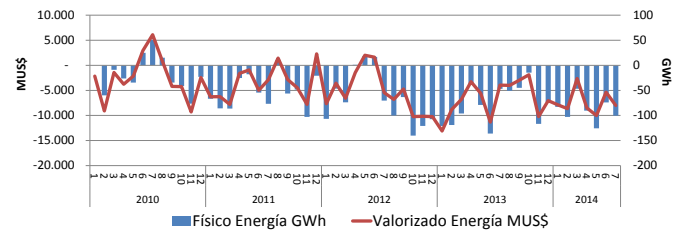
# Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

## Análisis por empresa

E-CL aumentó su generación a carbón compensando la disminución de este combustible en la generación de AES Gener y Celta. Por otra parte, la unidad CTM3 (central Mejillones) de propiedad de E-CL pero actualmente arrendada por Norgener, continuó con su operación en base a GNL. Finalmente, GasAtacama mantiene la operación de sus unidades sólo con combustible diesel.

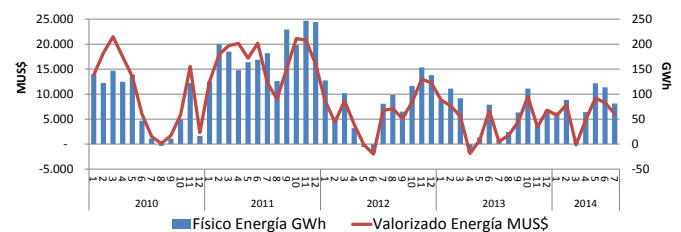
### E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2014 (US\$/MWh)	
	Jul 2014	Ago 2014	Ago 2013		
Diesel	3	2	1	Andina Carbón	45,8
Fuel Oil Nro. 6	20	7	28	Mejillones Carbón	41,8
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	52,0
Carbón	566	606	658	<b>Transferencias de Energía Jul 2014</b>	
Gas Natural	137	148	150	Total Generación (GWh)	730
Hidro	4	3	3	Total Retiros (GWh)	830
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-100,4
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-7.999
<b>Total</b>	<b>730</b>	<b>765</b>	<b>840</b>		



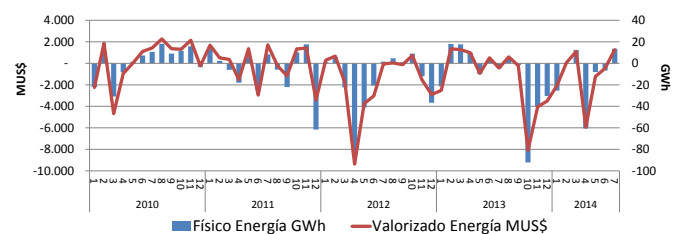
### AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2014 (US\$/MWh)	
	Jul 2014	Ago 2014	Ago 2013		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	42,6
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	41,1
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Mejillones GNL (CTM3 AES Gener)	171,4
Carbón	475	468	436	<b>Transferencias de Energía Jul 2014</b>	
Gas Natural	64	63	0	Total Generación (GWh)	538
Hidro	0	0	0	Total Retiros (GWh)	457
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	81,1
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	6.086
<b>Total</b>	<b>538</b>	<b>532</b>	<b>436</b>		



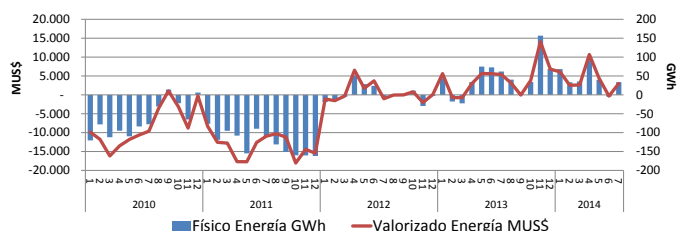
### Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2014 (US\$/MWh)	
	Jul 2014	Ago 2014	Ago 2013		
Diesel	1	0	0	Tarapacá Carbón	37,2
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	<b>Transferencias de Energía Jul 2014</b>	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	91
Carbón	91	65	104	Total Retiros (GWh)	78
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	13,5
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.267
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>91</b>	<b>65</b>	<b>104</b>		



### GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2014 (US\$/MWh)	
	Jul 2014	Ago 2014	Ago 2013		
Diesel	60	64	60	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	191
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	<b>Transferencias de Energía Jul 2014</b>	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	59,8
Carbón	0	0	0	Total Retiros (GWh)	26,0
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	33,7
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	2.987
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>60</b>	<b>64</b>	<b>60</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 agosto de 2014, es de 83,0 US\$/MWh para el SIC y 111,3 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 accede a menores precios y, en contraste, actualmente EMEL 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 noviembre de 2012.

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a agosto 2014 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
<b>SIC</b>		
AES Gener	84,2	5.419
Campanario	112,9	900
Colbun	87,2	6.782
Endesa	78,2	15.029
Guacolda	76,5	900
EMELDA	110,3	200
EPSA	113,8	75
Puyehue	93,8	150
Panguipulli	95,6	100
Monte Redondo	107,6	275
<b>Precio Medio de Licitación SIC</b>		<b>83,03</b>
<b>SING</b>		
Edelnor	111,3	2.300
<b>Precio Medio de Licitación SING</b>		<b>111,31</b>

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a agosto 2014 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	70,2	13.350
Chilquinta	90,5	2.917
EMEL	79,7	2.007
CGE	106,0	7.050
SAESA	81,8	4.506
<b>Precio Medio de Licitación SIC</b>		<b>83,03</b>
<b>SING</b>		
EMEL	111,3	2.300
<b>Precio Medio de Licitación SING</b>		<b>111,31</b>

## Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de julio de 2014, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.391 GWh durante ese periodo y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fue igual a 163 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante julio fue igual a 393 GWh, es decir, un 142% de la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de julio, la mayor parte fue generada por centrales de biomasa (41%), seguidas por centrales hidráulicas (27%) y eólicas (24%). En tanto, los generadores solares representaron el 8,4% de las inyecciones ERNC de ese mes.

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.

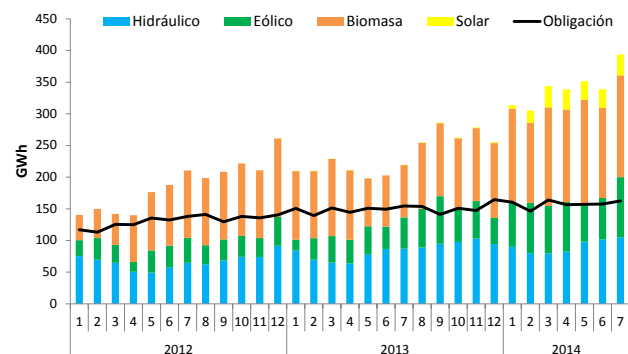


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

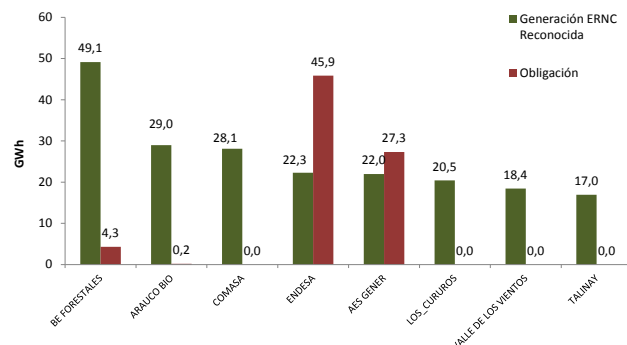


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, julio de 2014 (Fuente: CDEC-SING)

## Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

<u>Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) SIC</u>	<u>Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) SING</u>	<u>Impuesto al carbón Reforma tributaria</u>
El día 20 de junio el CDEC-SIC publicó una nueva versión de los procedimientos de SSCC. Actualmente se está a la espera de aprobación por parte de la CNE ( <a href="#">ver más</a> ).	El día 16 de junio el CDEC-SING publicó una nueva versión de los procedimientos de SSCC. Actualmente se está a la espera de aprobación por parte de la CNE ( <a href="#">ver más</a> ).	El día 10 de septiembre la cámara de diputados aprobó y despachó la Reforma Tributaria. Se espera que en los próximos días sea promulgada por la presidenta Michelle Bachelet ( <a href="#">ver más</a> ).

Gobierno ingresa proyecto de ley para establecer nuevo sistema de licitaciones eléctricas ([ver más](#))

La nueva normativa tiene por objeto asegurar el suministro bajo contrato para clientes regulados, mejorar los precios finales y aumentar la competencia en el sector.

DS N°30/2014 Modifica el Reglamento de la Ley General de Servicios ([ver más](#))

Este decreto ajusta el Reglamento a la nueva Ley de Concesiones publicada el 4 de octubre del 2013 en el Diario Oficial.

Corte Suprema ratifica permiso ambiental para central hidroeléctrica Río Cuervo ([ver más](#))

Energía Austral mantendrá el diálogo con las comunidades locales para el desarrollo de este proyecto.

Adjudicación de licitación obras nuevas Decreto n°310/2013 y Decreto n°82/2012 ([ver más](#))

- Banco de Autotransformadores S/E Nueva Cardones, 500/220 kV, 750 MVA: Adjudicada a ISA.
- Banco Autotransformadores S/E Nueva Maitencillo 500/220 kV, 750 MVA: Adjudicada a ISA.
- Banco Autotransformadores S/E Nueva Pan de Azúcar, 500/220 kV, 750 MVA: Adjudicada a ISA.
- Tercer Banco de Autotransformadores 500/220 kV, de 750 MVA, en la S/E Alto Jahuel: Adjudicada a Transelec.
- Nueva Línea 2x220 kV Lo Aguirre – Cerro Navia: Adjudicada a Transelec.

Línea eléctrica clave para zona centro-sur vuelve a retrasarse y agudiza déficit en transmisión de energía ([ver más](#))

El Ministerio de Energía autorizó a española Elecnor para extender hasta septiembre de 2015 la entrada en operación de este tendido, que originalmente fue licitado para entrar en servicio en julio de 2013.

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

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 2.656 MW, con una inversión de 5.523 MMUS\$. Este mes se aprobaron ambientalmente tres proyectos solares por un total de 819 MW y un proyecto hidráulico de pasada de 9 MW. En esta estadística no se considera dentro de los proyectos aprobados el proyecto HidroAysén (2.750 MW), tras la revocación del Comité de Ministros.

En el SING, los proyectos en calificación suman 1.862 MW, con una inversión de 3.391 MMUS\$. Fueron aprobados 2 proyectos solares por un total de 357 MW y 2 proyectos eólicos por 440 MW.

Este mes ningún proyecto fue ingresado 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	1.092	2.256	4.570	9.508
Hidráulica	834	1.644	2.949	4.668
Solar	489	1.033	3.761	8.722
Gas Natural	162	265	929	575
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	0	0	1.482	1.125
Biomasa/Biogás	60	142	364	695
Carbón	20	184	4.730	8.447
<b>TOTAL</b>	<b>2.656</b>	<b>5.523</b>	<b>18.854</b>	<b>34.070</b>

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	572	2.091	5.490	17.978
GNL	1.290	1.300	1.300	1.158
Eólico	0	0	2.074	4.099
Carbón	0	0	1.770	3.500
Diesel	0	0	207	340
Fuel-Oil N° 6	0	0	216	302
Geotérmica	0	0	50	180
<b>TOTAL</b>	<b>1.862</b>	<b>3.391</b>	<b>11.106</b>	<b>27.557</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)

# septiembre2014



## 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)

Pablo Jiménez P. | Líder de Proyectos

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

Iván Chaparro U. | Ingeniero 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.