

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Septiembre 2013

[Volumen 6, 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

Editorial:

¿Cómo limitar aumentos de tarifas eléctricas para la población?

El gobierno está buscando herramientas para limitar el aumento de tarifas para la población y pareciera que los que absorberán el costo son las empresas generadoras. Efectivamente, el 8 de agosto, mediante Oficio Ordinario N° 7230/2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) se pronunció respecto al caso en que los retiros de energía por parte de distribuidoras para satisfacer la demanda regulada excedan los montos contratados¹. Ante tal situación, el oficio resuelve que las distribuidoras excedentarias, es decir, aquellas que para el período contaban con volúmenes de energía contratados mayores a los retiros realizados, traspasen la diferencia a las distribuidoras deficitarias, esto es, aquellas que en el mismo período efectuaron retiros mayores a su energía contratada, sólo agregando al precio de sus contratos los costos asociados a disponer de esa energía en el punto de retiro.

Inicialmente, el CDEC-SIC había valorizado estas diferencias entre energía contratada y retirada a costo marginal, solicitando un pronunciamiento de la SEC al respecto. El oficio establece que dichos montos deben ser reliquidados por el CDEC-SIC según la metodología señalada, cambio que significaría diferencias en su valorización en torno a 8 millones de dólares, sólo para el mes en que se evidenció el déficit. La instrucción implica que la diferencia sería absorbida por los generadores con contratos excedentarios.

Sin embargo, este pronunciamiento de la SEC es más relevante para el eventual caso en que los excedentes no fuesen suficientes para completar el déficit, y se necesite un abastecimiento más allá de los volúmenes contratados. La SEC no establece un procedimiento para este caso, pero sí entrega directrices sobre el camino que se debiese seguir, afirmando que la diferencia debiera ser suministrada por la totalidad de los generadores del SIC, basado en los principios que fundamentaron en su oportunidad la dictación de la RM N°88/2001. En este sentido, el instructivo de la SEC sienta un precedente

para una situación que podría repetirse en el futuro. Soluciones administrativas, como la RM88, se enfrentan con el principio de libre contratación en que se fundamenta el esquema del mercado eléctrico chileno, al obligar a vender más allá de los volúmenes contratados, y por ende introduciendo incertidumbre tanto en contratos existentes entre generadoras y distribuidoras como en futuras licitaciones para clientes regulados. La preocupación del regulador por limitar altos precios de suministro para clientes regulados es comprensible. Sin embargo, este tipo de medidas podrían tener efectos adversos en los procesos de licitación al aumentar el riesgo para las generadoras, pudiendo traducirse en que el precio techo les sea menos atractivo.

Por otra parte, el pronunciamiento de la SEC confirma que las estrategias de contratación de las distribuidoras no están mayormente afectas al riesgo de mercado. Se evidencia la falta de incentivos a las distribuidoras para mejorar su rol de comercializador, y la necesidad de contar con herramientas que incentiven la toma de decisiones responsables, acordes con la realidad del sistema.

La instrucción gubernamental busca una solución administrativa al problema de fondo que atraviesa Chile: la imposibilidad de realizar inversiones en centrales de base que permitan reducir la estrechez entre oferta eficiente y demanda, facilitando la formulación de ofertas de energía a precios competitivos. Sería relevante que todos los consumidores eléctricos, incluidos los regulados, se hagan conscientes de la crisis que vive el suministro eléctrico y que está castigando nuestro desarrollo industrial y minero, recibiendo señales de precios reales de la estrechez. En ese contexto, pueden ser más adecuadas medidas similares a las contempladas en el artículo 3° transitorio de la Ley Corta II, cuya aplicación generó una cuenta en que se acumularon las diferencias entre el costo marginal y el precio de nudo vigente. Esta cuenta fue traspasada de manera parcelada a los clientes regulados, haciéndolos partícipes de los problemas del sistema.

¹ Tal como fuera el caso evidenciado por el CDEC-SIC en diciembre de 2012, cuando cuatro distribuidoras filiales del grupo CGE excedieron sus contratos por un valor total cercano a 90 GWh.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

La participación de las centrales hidráulicas disminuyó de un 39% en julio a un 36% en agosto, lo cual también es menor en comparación al mismo mes del año 2012 (42%). Los embalses se mantienen en niveles críticos, observándose sólo en forma marginal el aumento de las cotas característico de los meses de invierno (ver Figura 4).

Junto con la escasez hidrológica, los mantenimientos y fallas de unidades térmicas importantes han mantenido un estrecho margen entre oferta de generación y demanda. Si bien la Unidad 2 de Nehuenco volvió a operar en julio después de una prolongada falla, la central Nueva Renca se ha mantenido fuera de operación por esta misma causa desde mayo, en tanto la Unidad 1 de Nehuenco estuvo en mantenimiento durante el mes de agosto.

En cuanto a la generación con GNL, ésta aumentó en agosto respecto al mes anterior, de un 15% a un 17%. La central San Isidro mantiene sus dos unidades de ciclo combinado operando a GNL, con un precio declarado entre 8 y 11 US\$/MMBtu. La Unidad 2 de Nehuenco operó alternadamente con diesel y GNL.

La participación del diesel disminuyó en un 1% respecto al mes anterior, y la participación del carbón aumentó de un 34% en julio a un 36% en agosto. El valor del agua embalsada se ha mantenido entre 200 y 250 US\$/MWh, con una capacidad de generación muy limitada dados los bajos niveles de los embalses, lo cual ha empujado al alza los costos marginales en los últimos meses.

Durante el mes de agosto se observaron altos costos marginales que se han mantenido en lo que ha transcurrido de septiembre. En agosto el costo marginal promedió 210 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220. Este valor representa una disminución del 12,9% respecto del mes de julio (US\$/MWh 241) y un aumento de un 22% respecto al mes de agosto de 2012 (US\$/MWh 172).

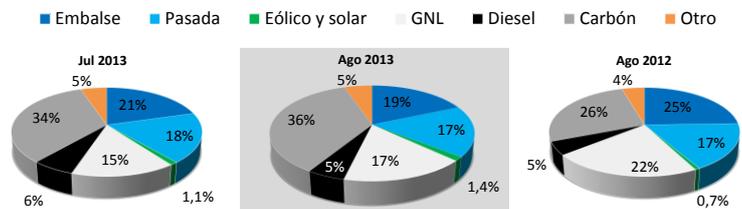


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

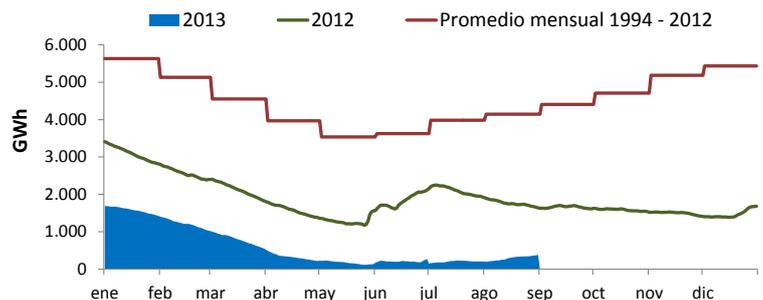


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE)

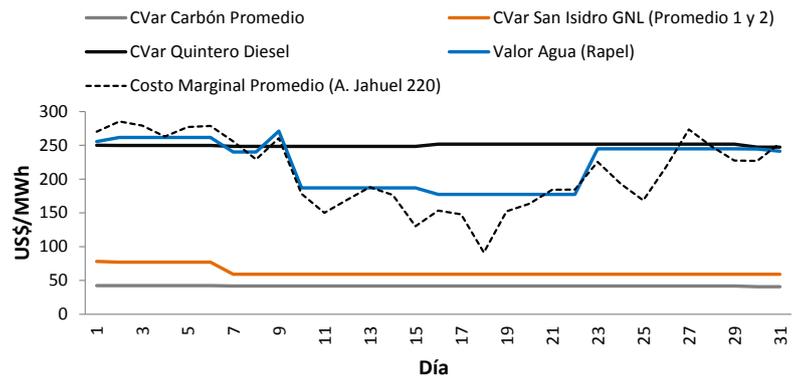


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de agosto (Fuente: CDEC-SIC)

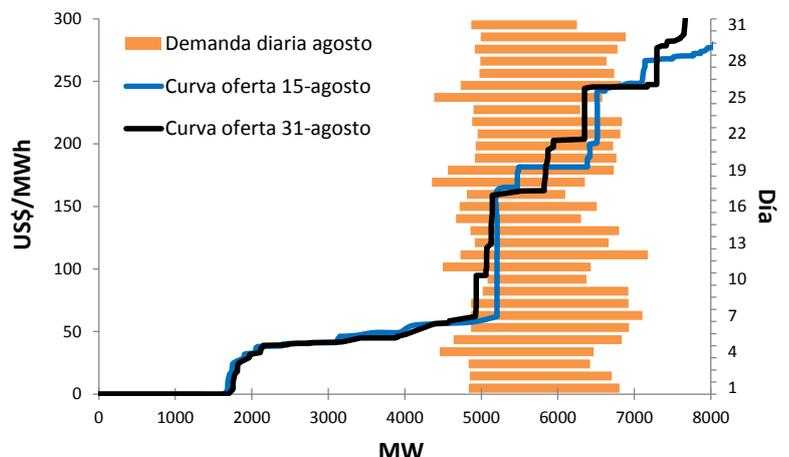


Figura 4: Demanda diaria durante agosto y curva de oferta al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Recientemente el CDEC-SIC publicó el primer pronóstico de deshielos para los meses de octubre 2013 a marzo 2014, en donde se estiman probabilidades de excedencia de entre 69% y 93% dependiendo del afluente. El pronóstico de deshielos no ha sido considerado en esta proyección, por lo cual en los meses de verano los costos marginales debiesen estar sesgados hacia hidrologías secas.

Para el horizonte de la proyección se considera el ingreso de 926 MW de capacidad de generación, de los cuales 146 MW corresponden a proyectos solares conectados en la zona norte del SIC.

En la Tabla 2 se muestran los 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	2013	5,1%		
	2014	5,5%		
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)	114,1		
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	138,2		
	US\$/MMBtu (CIF)	San Isidro (sep-ago)	9,0	12,0
		Nehuenco (sep-oct)	0,0	Sin GNL
		Nehuenco (nov-abr)	0,0	0,0
		Nehuenco (may-ago)	0,0	Sin GNL
Nueva Renca (sep-oct)		Sin GNL	Sin GNL	
Nueva Renca (nov-abr)		19,0	Sin GNL	
Disponibilidad GNL	Nueva Renca (may-ago)	Sin GNL	Sin GNL	
	San Isidro	Total	Total	
	Nehuenco (sep-oct)	Limitada	0	
	Nehuenco (nov-abr)	Total	Limitada	
	Nehuenco (may-ago)	Limitada	0	
	Nueva Renca (sep-oct)	0	0	
Disponibilidad GNL	Nueva Renca (nov-abr)	Limitada	0	
	Nueva Renca (may-ago)	0	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-2013 a Feb-2014	72,1	57%	101,3	46%
Mar-2014 a Ago-2014	119,3	45%	157,7	29%

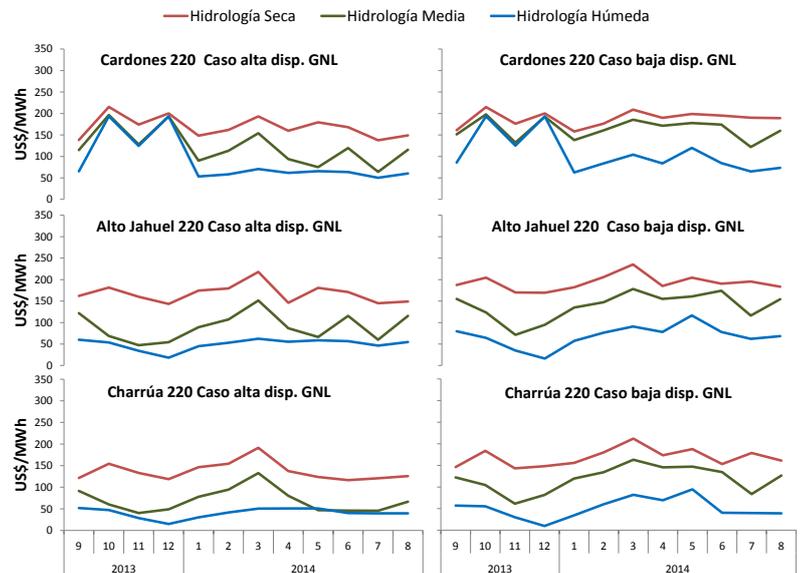


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

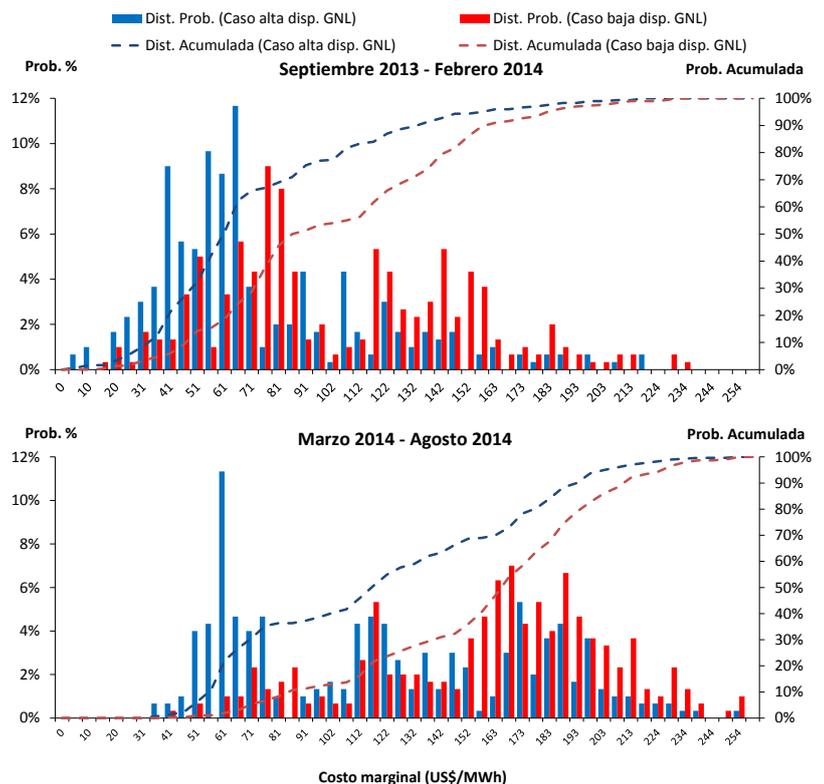


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

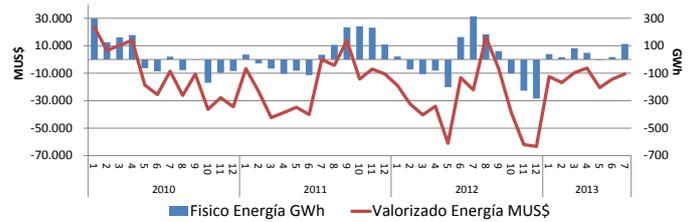
La escasa generación hidráulica marcó la operación de las principales empresas del SIC en agosto. La Central El Toro (ENDESA) se mantuvo en agotamiento durante todo el mes. San Isidro (ENDESA) mantuvo su operación a GNL en sus dos ciclos combinados, mientras que Nehuenco 2 (Colbún) operó alternadamente con diesel y GNL, y Nehuenco 1 estuvo en mantenimiento. Por último, Nueva Renca (GENER) no operó por encontrarse aun en falla.

Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Jul 2013	Ago 2013	Ago 2012
Pasada	216	206	239
Embalse	494	495	637
Gas	0	0	0
GNL	529	543	613
Carbón	203	298	149
Diésel	12	7	0
Eólico	13	17	13
Total	1.468	1.566	1.651

Costos Variables prom. Ago 2013 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	39,9
San Isidro GNL (prom. I y II)	62,7
Taltal Diesel	244,3

Transferencias de Energía Jul 2013	
Total Generación (GWh)	1.468
Total Retiros (GWh)	1.354
Transf. Físicas (GWh)	113,87
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-10,53

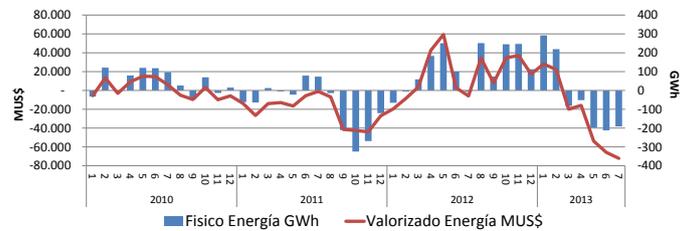


Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2013	Ago 2013	Ago 2012
Pasada	215	178	213
Embalse	231	166	239
Gas	0	0	0
GNL	146	189	252
Carbón	270	213	241
Diesel	139	114	147
Eólico	0	0	0
Total	1.001	858	1.093

Costos Variables prom. Ago 2013 (US\$/MWh)	
Santa María	41,4
Nehuenco II Diesel	164,7

Transferencias de Energía Jul 2013	
Total Generación (GWh)	1.001
Total Retiros (GWh)	1.193
Transf. Físicas (GWh)	-192
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-72,1

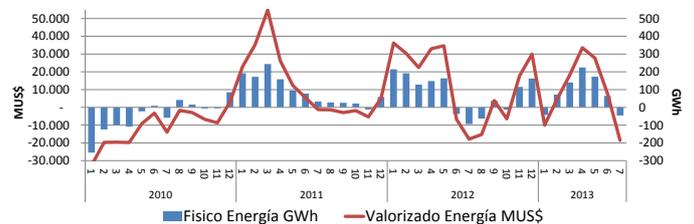


Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Jul 2013	Ago 2013	Ago 2012
Pasada	67	65	63
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	52
Carbón	550	617	411
Diesel	19	23	19
Eólico	0	0	0
Otro	4	4	8
Total	641	709	552

Costos Variables prom. Ago 2013 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	48,1
N. Ventanas y Campiche	48,9
Nueva Renca GNL	141,05

Transferencias de Energía Jul 2013	
Total Generación (GWh)	641
Total Retiros (GWh)	687
Transf. Físicas (GWh)	-45,9
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-18,56

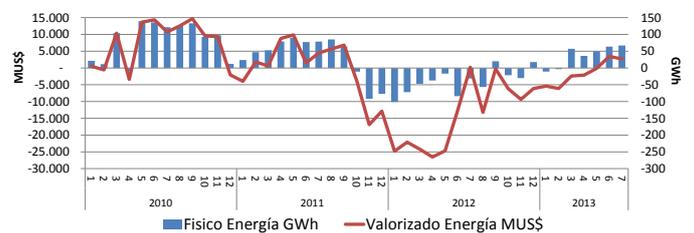


Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2013	Ago 2013	Ago 2012
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	455	452	307
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	455	452	307

Costos Variables prom. Ago 2013 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	40,7
Guacolda III	29,2
Guacolda IV	33,4

Transferencias de Energía Jul 2013	
Total Generación (GWh)	455
Total Retiros (GWh)	388,1
Transf. Físicas (GWh)	66,9
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	2,7

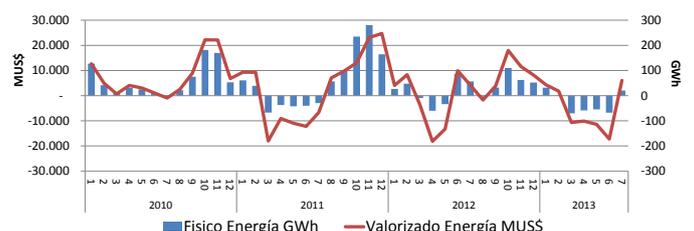


Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2013	Ago 2013	Ago 2012
Pasada	36	35	45
Embalse	183	149	148
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	219	184	193

Costos Variables prom. Ago 2013 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	

Transferencias de Energía Jul 2013	
Total Generación (GWh)	219
Total Retiros (GWh)	199
Transf. Físicas (GWh)	20,26
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6,05



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

En el mes de agosto la generación a carbón aumentó respecto del mes anterior desde un 81% a un 82%. El ingreso a la operación de la Unidad NTO2 de Norgener (141 MW) después del mantenimiento mayor en julio compensó la menor generación de la Unidad 2 de Angamos de E-CL que se encuentra con potencia reducida producto de una falla. Por otra parte, la participación de la generación diésel disminuyó en un 2% y la generación hidráulica se mantuvo sin variaciones respecto al mes de junio.

Respecto a la participación de la generación a GNL, en agosto ésta se mantuvo en un 10% al igual que en el mes anterior. Sin embargo, la generación con este combustible cayó en un 4% respecto al mismo mes del año anterior debido a menor disponibilidad.

El precio declarado del GNL se mantuvo cercano a 6,6 US\$/MMBtu, ubicando los costos variables de esta fuente en valores cercanos a los de las centrales a carbón.

Los costos marginales en agosto fueron marcados por el carbón en demanda baja y, ocasionalmente, por diésel en demanda alta. El promedio mensual del costo marginal de agosto en la barra Crucero 220 fue de 81,1 US\$/MWh, lo cual representa una caída de un 2,2% respecto del mes de julio (81,9 US\$/MWh), y un aumento de un 19% respecto de agosto de 2012 (67,5 US\$/MWh).

Por último, el valor de la RM39, que compensa a las empresas generadoras por el sobre costo de la operación, durante el mes de julio fue de 4,86 \$/kWh, con lo cual si se incluye en el costo marginal promedio de ese mes resulta en un valor de 91,5 US\$/MWh.

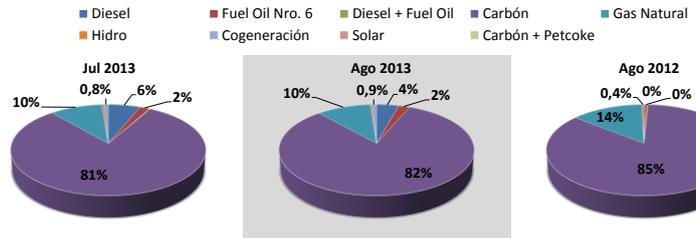


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

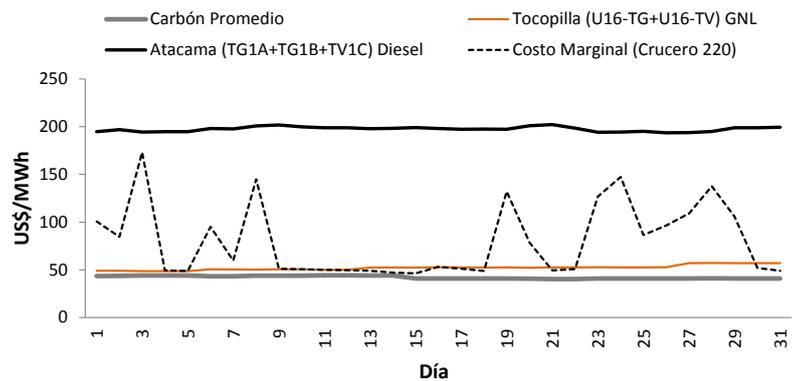


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de agosto (Fuente: CDEC-SING)

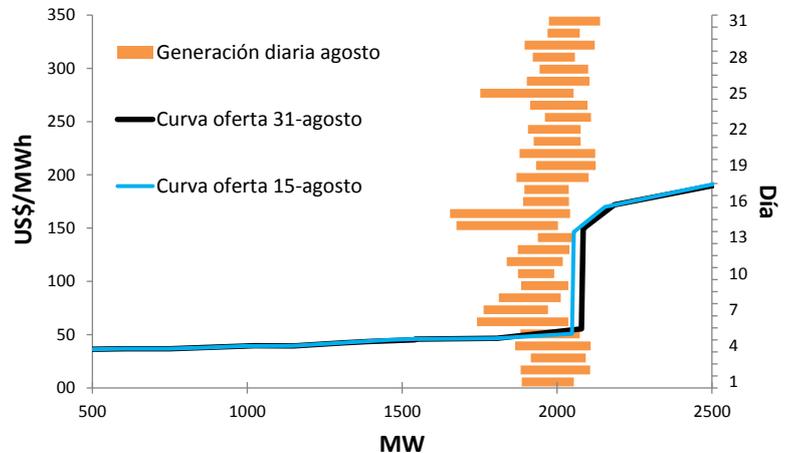


Figura 9: Generación diaria durante agosto y curva de oferta al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Para los próximos 12 meses se espera un crecimiento importante de la demanda eléctrica del SING, impulsado fuertemente por la conexión de nuevos proyectos industriales como Sierra Gorda, Desaladora, Ministro Hales, Degradación Térmica; así como incrementos en la demanda de clientes industriales existentes. Sin embargo, existe incertidumbre respecto al cumplimiento efectivo de las condiciones de demanda esperadas, situación que en el pasado ha conducido a sobrestimaciones en las proyecciones de demanda del mercado.

Para abordar la incertidumbre asociada a los niveles de demanda, en esta proyección se simulan 3 casos con distintos niveles 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 5 proyectos solares por un total de 75 MW, y un proyecto de 90 MW de generación eólica. En tanto, en esta proyección se considera que la Unidad 2 de la Central Angamos mantiene su operación con una potencia reducida durante septiembre.

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

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2013	4,5%	8,6%	12,8%
	2014	13,2%	14,6%	15,9%
Carbón US\$/Ton	Diesel promedio US\$/Bbl		139,0	
	Mejillones	Angamos	78,9	
		Tocopilla	94,5	
		Andina	84,6	
		Hornitos	80,7	
		Norgener	89,4	
		Tarapacá	82,3	
			83,2	
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla		5,7 - 6,6	
	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 asciende a los 82,4 US\$/MWh, en comparación a los 120,6 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar los 160 US\$/MWh.

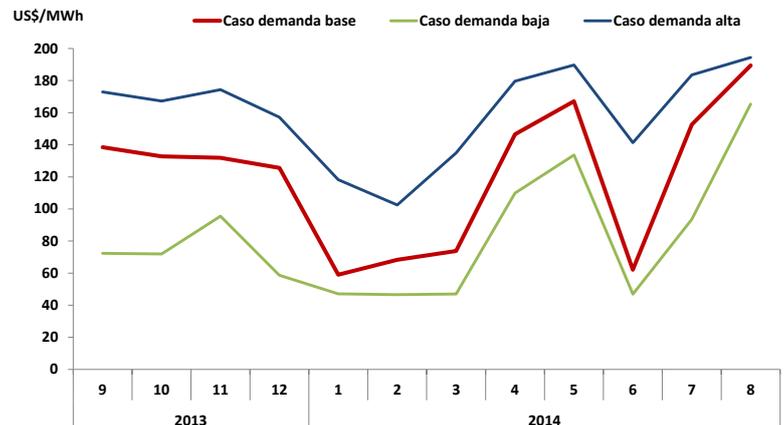


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Cruceiro 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

De los resultados de la proyección se observa una alta sensibilidad del costo marginal proyectado a la demanda considerada. A su vez, la proyección de costos marginales es altamente sensible a los mantenimientos considerados para las unidades generadoras. Dado que no se conoce un programa de mantenimientos oficial para el año 2014, en esta proyección se ha considerado un programa de mantenimientos basado en los mantenimientos efectuados el 2013, lo cual impacta en forma importante los costos marginales proyectados desde abril de 2014, no obstante tales mantenimientos podrían no efectuarse en la práctica.

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.

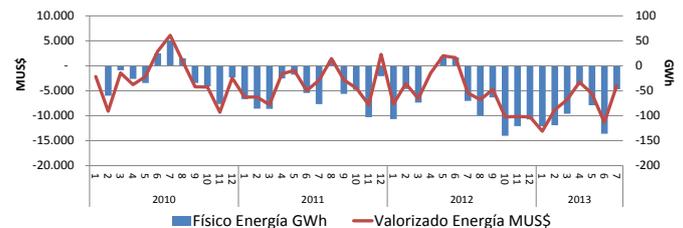
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

E-CL continúa siendo el único productor eléctrico con generación en base a GNL en la Unidad U16 de la Central Tocopilla, mientras que GasAtacama mantiene la operación de sus unidades sólo con combustible diesel. Gener continúa con su generación sólo en base a carbón, mientras que Celta cuenta con generación a carbón y diesel.

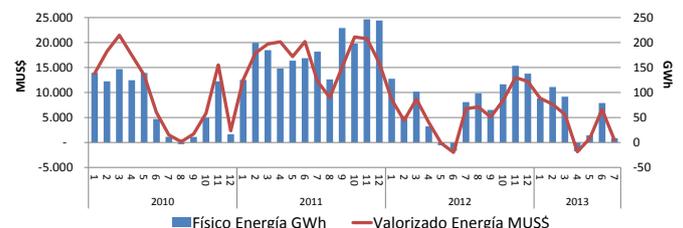
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2013 (US\$/MWh)	
	Jul 2013	Ago 2013	Ago 2012		
Diesel	4	1	2	Andina Carbón	41,4
Fuel Oil Nro. 6	25	28	6	Mejillones Carbón	38,0
Diesel + Fuel Oil	2	0	2	Tocopilla GNL	52,1
Carbón	679	658	623		
Gas Natural	143	150	145	Transferencias de Energía Jul 2013	
Hidro	4	3	3	Total Generación (GWh)	856
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	903
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-47
Total	856	840	781	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-3.948



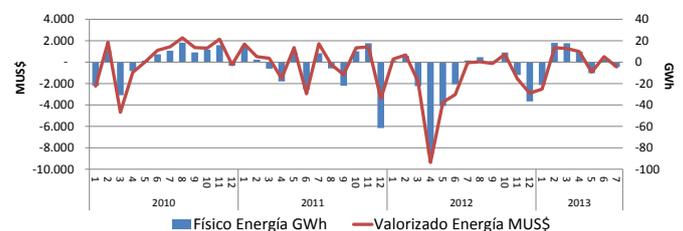
Gener (incluye Norgener y Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2013 (US\$/MWh)	
	Jul 2013	Ago 2013	Ago 2012		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	47,9
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	36,7
Diesel + Fuel Oil	0	0	0		
Carbón	385	436	496	Transferencias de Energía Jul 2013	
Gas Natural	0	0	0	Total Generación (GWh)	385
Hidro	0	0	0	Total Retiros (GWh)	376
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	8
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	490
Total	385	436	496		



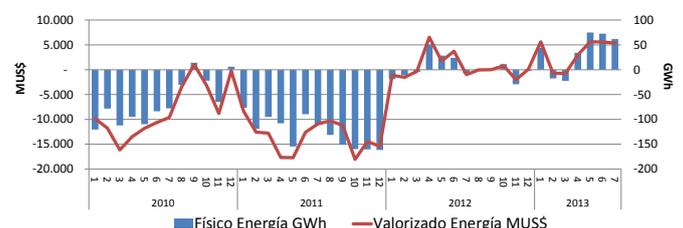
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2013 (US\$/MWh)	
	Jul 2013	Ago 2013	Ago 2012		
Diesel	0	0	0	Tarapacá Carbón	37,7
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Jul 2013	
Carbón	96	104	91	Total Generación (GWh)	96
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	101
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-5
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-436
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	96	104	91		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2013 (US\$/MWh)	
	Jul 2013	Ago 2013	Ago 2012		
Diesel	83	60	0	Atacama Diesel	197,5
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	(TG1A+TG1B+TV1C)	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Jul 2013	
Carbón	0	0	0	Total Generación (GWh)	83
Gas Natural	0	0	50	Total Retiros (GWh)	22
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	62
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	5.376
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	83	60	50		



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 2013 es de 79,8 US\$/MWh, referidos a barra de suministro. En la Tabla 4 se muestran los precios de licitación promedios por empresa generadora. En la Tabla 5 se muestran los precios de licitación promedios por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes.

De las tablas se observa que actualmente Chilectra accede a menores precios para sus clientes regulados. En contraste, actualmente CGE accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de julio de 2013, los retiros de energía afectos a la obligación establecida en la Ley 20.257 fueron iguales a 3.046 GWh durante ese mes. Por lo tanto, la obligación vigente equivalente al 5% de dichos retiros fue igual a 152,3 GWh. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante julio fue igual a 216,1 GWh, es decir, un 42% mayor que la obligación.

De las inyecciones de energía ERNC del mes de julio, la mayor parte fue generada por centrales hidráulicas (38,9%), seguidas por centrales en base a biomasa (37,9%) y eólicas (22,9%). En tanto, los generadores en base a tecnología solar representaron el 0,2% de las inyecciones ERNC del mes de julio.

La Figura 12 muestra las inyecciones reconocidas de las empresas con mayor generación o contratación de ERNC reconocidas en los sistemas SIC y SING durante el mes de julio, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos retiros.

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a agosto 2013 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	82,0	5.419
Campanario	111,5	900
Colbun	85,9	6.782
Endesa	72,9	13.579
Guacolda	74,0	900
EMELDA	108,9	200
EPSA	112,4	75
Puyehue	92,8	100
Panguipulli	94,3	50
Monte Redondo	106,2	275
Precio Medio de Licitación	79,81	

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a agosto 2013 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	64,9	12.000
Chilquinta	88,7	2.767
EMEL	76,2	2.007
CGE	103,4	7.220
SAESA	77,8	4.286
Precio Medio de Licitación	79,81	

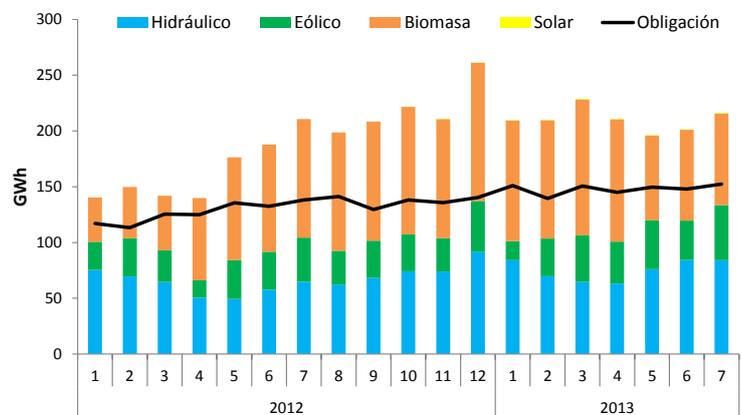


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

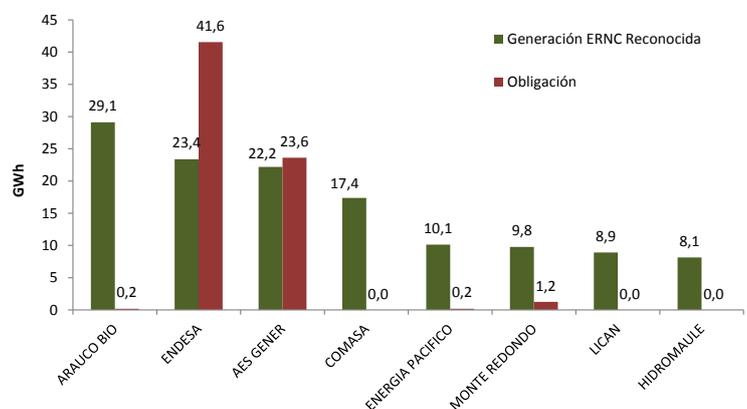


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, julio 2013 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Proyecto de Ley Concesiones Eléctricas	Proyecto de Ley Carretera Eléctrica	Proyecto de Ley Interconexión SIC-SING	Reglamento de Servicios Complementarios	Ley de Fomento a las ERNC 20/25
El pasado 13 de agosto el Congreso aprobó la Ley que busca agilizar las Concesiones Eléctricas, sin embargo fueron eliminados de la ley los artículos referentes al Convenio 169 de la OIT y al resguardo de áreas silvestres. De esta forma, la ley pasa a la revisión del Tribunal Constitucional (ver más) .	No se registran novedades. Desde enero de 2013 se encuentra aprobada la idea de legislar. Actualmente se encuentra a la espera de ser votado en forma particular en la cámara de origen.	El 11 de septiembre el Senado despachó en particular el Proyecto de Ley que permite a la autoridad promover la interconexión SIC-SING. Con esto el proyecto pasa la Cámara de Diputados (ver más) .	El 4 de septiembre el Panel de Expertos emitió dictámenes por cinco de los procedimientos para la aplicación del Reglamento de los Servicios Complementarios en el SIC, ratificando la redacción del CDEC, por lo que pasarán a la CNE para su revisión y aprobación (ver más) .	El 3 de septiembre el Congreso aprobó el Proyecto de Ley que incentiva la ampliación de la matriz energética mediante ERNC. Se acordó una cuota de 20% al año 2025 para los contratos firmados después de julio de 2013 (ver más) .

[Comisión de Evaluación Ambiental de la Región de Aysén aprobó central hidroeléctrica Rio Cuervo \(640 MW\) \(ver más\)](#)

[La mantención de la Central Nueva Renca se extendió nuevamente por complejidades en el proceso de reparación \(ver más\)](#)

Se espera que durante septiembre se encuentre operativa.

[Gobierno retrasa licitación eléctrica para realizar adecuaciones al proceso \(ver más\)](#)

Ministerio de Energía postergó hasta el 20 de noviembre el plazo de recepción de ofertas de la primera de tres licitaciones de suministro para distribuidoras.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

En el SIC los proyectos de generación en Estudio de Impacto Ambiental (EIA) totalizan 4.222 MW en calificación, con una inversión de 8.235 MMUS\$. Destacan este mes la aprobación de 183,2 MW de generación solar en la III Región (proyectos "San Andrés" y "Carrera Pinto"), y de la central hidráulica de pasada "Baquedano" de 17,8 MW en la XVIII Región. Además, se presentaron para evaluación ambiental cuatro proyectos de generación: "El Salitral" en la IV Región (solar, 20 MW), "RAVSOE" en la V Región (solar, 9 MW), proyecto de cogeneración Orafiti en la VIII Región (biomasa, 12 MW) y "El Traro" en la IX Región (pasada, 6,8 MW).

En el SING, los proyectos en EIA suman 2.453 MW en calificación, con una inversión de 4.498 MMUS\$. Además, destaca este mes la aprobación de la ampliación del proyecto solar "Arica I" (8 MW) y planta solar "Arica II" (88 MW). Por último, ingresaron al sistema de EIA tres proyectos fotovoltaicos por un total de 636 MW de capacidad instalada.

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	1.730	3.839	3.299	6.707
Hidráulica	1.530	2.353	4.791	6.620
Solar	871	1.906	613	1.685
Gas Natural	32	15	929	575
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	0	0	1.482	1.125
Biomasa/Biogás	60	122	311	593
Carbón	0	0	4.730	8.447
TOTAL	4.222	8.235	16.226	26.082

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

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Solar	1.693	3.740	4.442	15.831
GNL	760	758	540	400
Eólico	0	0	1.732	3.718
Carbón	0	0	1.770	3.500
Diesel	0	0	207	340
Fuel-Oil N° 6	0	0	216	302
Geotermia	0	0	50	180
TOTAL	2.453	4.498	8.957	24.271

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

septiembre2013



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

reporte@system.cl

www.system.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Subgerente de Mercado
Eléctrico y Regulación

plecaros@system.cl

Pablo Jiménez P. | Líder de Proyectos

pjimenez@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.