

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Octubre 2013

[Volumen 6, número 10]

Contenido

Editorial	2
SIC	3
Análisis de operación del SIC	3
Proyección de costos marginales Systep	4
Análisis por empresa	5
SING	6
Análisis de operación del SING	6
Proyección de costos marginales Systep	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:

Sin Energía Presidencial

Las dificultades que enfrenta actualmente el abastecimiento eléctrico en Chile están comprometiendo progresivamente el desarrollo social y económico del país. El alto rechazo social, la intervención política y la judicialización de los proyectos han conducido a un estrecho margen entre la oferta y demanda de energía, lo que mantiene una condición de altos costos de suministro. Dado que este escenario se hace crítico al 2017-2018, resulta preocupante la falta de propuestas concretas de los candidatos presidenciales que apunten a solucionar este problema en el mediano y largo plazo.

Respecto de la coalición Nueva Mayoría, no se conoce un programa energético formal, extraoficialmente se ha planteado sólo algunas ideas parciales, las que incluso, a través de rumores, han introducido aún más incertidumbre al mercado, como por ejemplo la creación de una empresa estatal de energía, cobros por uso de agua para generación, e impuestos a la generación térmica. Pareciera no haber consenso al interior de la misma coalición respecto de estos temas, y aún no se conoce la postura de la propia candidata.

En tanto el pacto Alianza, si bien ha formulado un programa energético, interesaría conocer en mayor profundidad algunas propuestas relativas a temas críticos, que no se han resuelto en el gobierno de esta coalición. El programa de la Alianza establece la promoción de un "acuerdo social y político" para aprovechar los recursos hídricos del país, pero no es específico de cómo lograr dicho acuerdo, en particular respecto a la Patagonia. A su vez, el programa plantea promover mayores importaciones de gas natural, pero no se pronuncia con claridad respecto a la generación en base a carbón. Por otra parte, es interesante la propuesta de dar mayor autonomía al Servicio de Evaluación Ambiental respecto de los gobiernos de turno, quitándole a los Intendentes y Seremis la responsabilidad de dictaminar las resoluciones de calificación ambiental.

El espectro de las propuestas de los restantes candidatos es aún más diverso y radical, no obstante la mayoría de ellos no cuenta con un programa formal energético. Se plantea incluso cambiar el modelo de tarificación marginalista, pero sin proponer modelos alternativos concretos y evidenciando errores conceptuales al no comprender que lo relevante del mercado son los contratos a precios negociados o licitados.

A pesar de existir interés común en desarrollar las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y en la aplicación de estímulos a la eficiencia energética, las pocas propuestas muestran posiciones radicalizadas con una falta notable de consensos. El fragor político lamentablemente favorece posiciones extremas, tanto en ésta como en otras materias. Si bien las ERNC y la eficiencia energética serán un aporte importante, no resuelven el fondo de la crisis que enfrentará el sector en el mediano y largo plazo. En efecto, salvo algunas excepciones, las definiciones de los candidatos y sus respectivos comandos han sido insuficientes en plantear soluciones a los problemas centrales que atraviesa el sector y que sean viables políticamente.

Independiente de cuál candidato resulte electo, se requiere con urgencia un acuerdo político transversal que establezca una postura consensuada respecto de temas centrales de nuestro desarrollo eléctrico, que logren superar las dificultades para desarrollar proyectos de infraestructura energética. Lograr este acuerdo implica que todos deben ceder algo, en la medida de lo posible. El país no puede esperar un próximo presidente para resolver los problemas del sector. Con cambios de visión cada cuatro años y cuestionamiento permanente de las políticas del gobierno anterior, resultan inviables las inversiones de largo plazo que facilitan un desarrollo sustentable, económico y seguro del abastecimiento eléctrico.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

Septiembre se caracterizó por el aumento de la generación hidráulica, la máxima registrada en el 2013, cuya participación aumentó de un 36% en agosto a un 48% en septiembre, lo cual también aumentó el nivel de los embalses, no obstante aún se mantienen en niveles bastante menores a los promedios históricos (ver Figura 2).

Las expectativas de mayores afluentes en las cuencas hidrológicas, propio de los meses de deshielo, empujó a la baja el valor del agua embalsada desde niveles cercanos a 250 US\$/MWh hasta cerca de 50 US\$/MWh a mediados de mes, ubicándose en cerca de 150 US\$/MWh a finales de septiembre (ver Figura 3). Sin perjuicio de esto, el segundo Pronóstico de Deshielo del CDEC-SIC mantiene expectativas de afluentes propios de hidrologías secas, aunque un 23% mayores a los observados el año pasado.

La participación del GNL en la generación disminuyó en septiembre respecto a agosto, desde 17% a 14%. La central San Isidro opera sus dos ciclos combinados con GNL, con un precio declarado que ha tendido a la baja en los últimos meses, ubicándose a finales de septiembre en 6,5 US\$/MMBtu. La Unidad 2 de Nehuenco tuvo GNL disponible la mayor parte del mes, mientras que la Unidad 1 operó alternadamente con GNL y diesel. La central Nueva Renca volvió a operar después de una falla iniciada en mayo, no obstante su generación fue muy menor.

Los feriados disminuyeron la demanda media en un 5,7% respecto de agosto, con un incremento de 4,2% respecto de septiembre de 2012.

La mayor generación hidráulica sumado a la menor demanda redujeron considerablemente los costos marginales respecto de los meses anteriores. Durante septiembre el costo marginal promedió 95,8 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220. Este valor representa una disminución del 54% respecto del mes de agosto (210 US\$/MWh) y una reducción de un 42% respecto al mes de septiembre de 2012 (165 US\$/MWh).

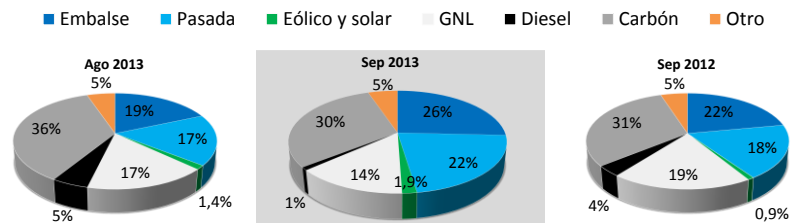


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

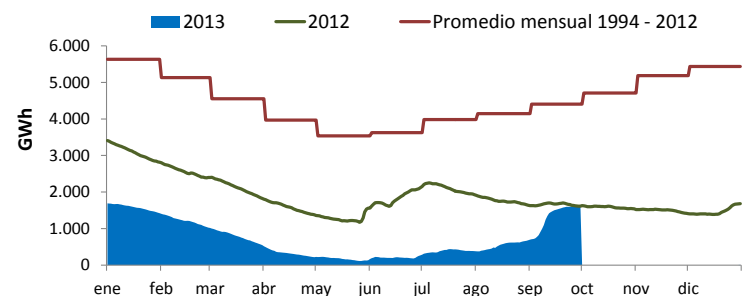


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE)

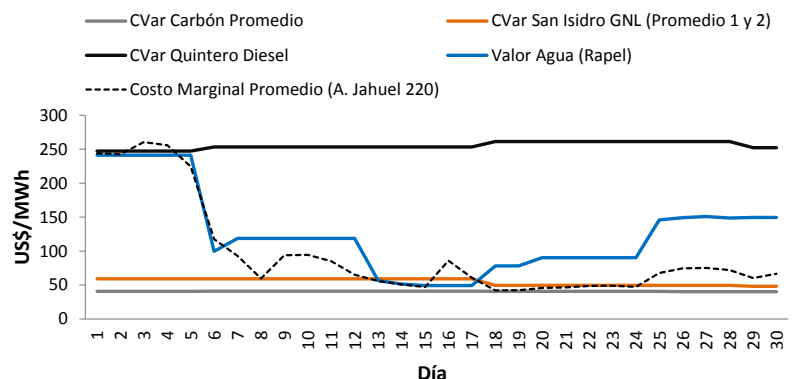


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de septiembre (Fuente: CDEC-SIC)

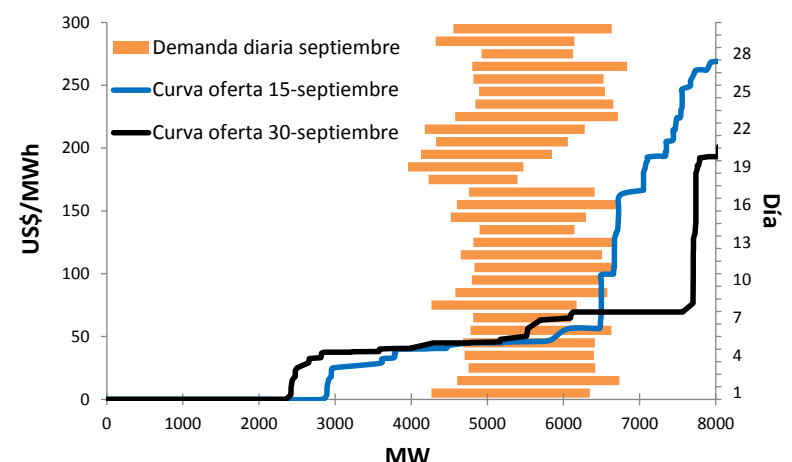


Figura 4: Demanda diaria durante septiembre y curva de oferta al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Recientemente el CDEC-SIC publicó el segundo 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. Este pronóstico fue considerado en esta proyección, por lo cual en los meses de verano los costos marginales están sesgados hacia hidrologías secas.

Para el horizonte de la proyección se considera el ingreso de 921 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)		103,7	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		141,2	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	San Isidro (oct-sep)	6,0	12,0
		Nehuenco (oct)	0,0	Sin GNL
		Nehuenco (nov-abr)	0,0	0,0
		Nehuenco (may-sep)	0,0	Sin GNL
		Nueva Renca (oct)	Sin GNL	Sin GNL
		Nueva Renca (nov-abr)	22,0	Sin GNL
		Nueva Renca (may-sep)	Sin GNL	Sin GNL
Disponibilidad GNL	San Isidro		Total	Total
	Nehuenco (oct)		Limitada	0
	Nehuenco (nov-abr)		Total	Limitada
	Nehuenco (may-sep)		Limitada	0
	Nueva Renca (oct)		0	0
	Nueva Renca (nov-abr)		Limitada	0
	Nueva Renca (may-sep)		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. %
Oct-2013 a Mar-2014	98,6	49%	142,0	30%
Abr-2014 a Sep-2014	98,8	56%	147,9	34%

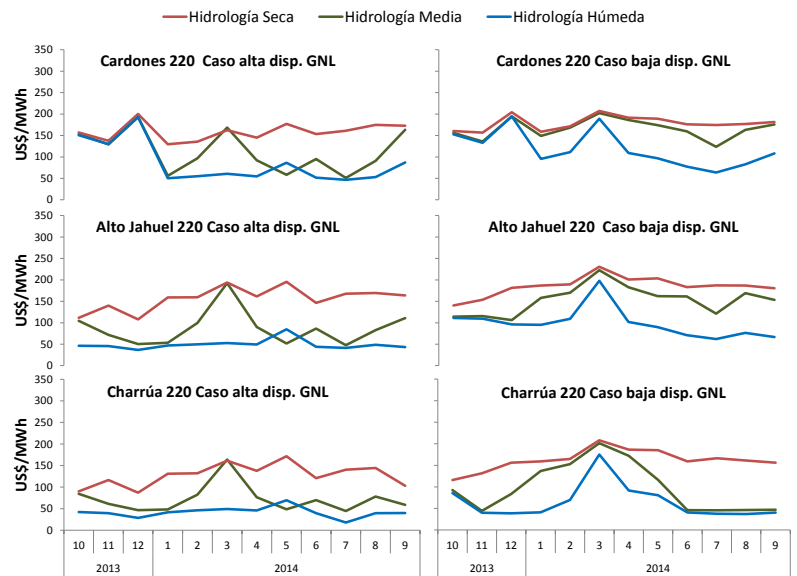


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

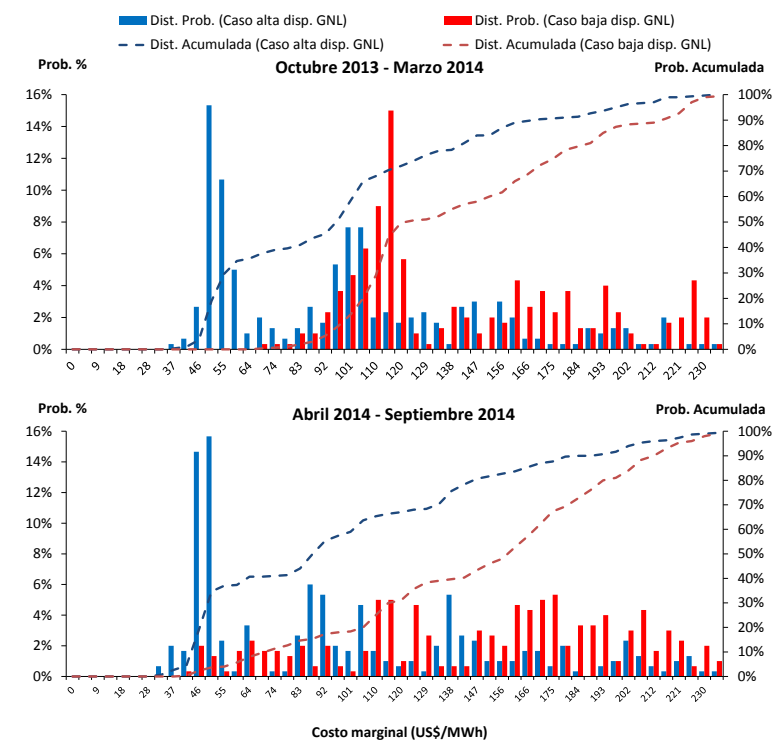


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

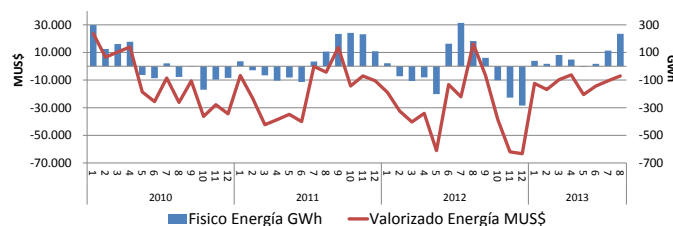
Análisis por empresa

La mayor generación hidráulica marcó la operación de las principales empresas del SIC en septiembre, sin embargo las centrales Colbún, Pehuenche y Rapel (Endesa) se mantuvieron en agotamiento algunos días del mes, en tanto que El Toro (Endesa) se mantuvo en esta condición la mayor parte del mes. Nueva Renca (GENER) volvió a operar aunque prácticamente no fue despachada en septiembre.

Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Ago 2013	Sep 2013	Sep 2012
Pasada	206	247	218
Embalse	495	616	485
Gas	0	0	0
GNL	543	382	518
Carbón	298	221	131
Diésel	7	0	0
Eólico	17	18	14
Total	1.566	1.485	1.367

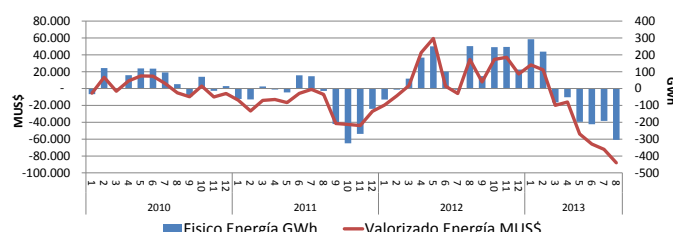
Costos Variables prom. Sep 2013 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	40,4
San Isidro GNL (prom. I y II)	54,9
Taital Diesel	244,3
Transferencias de Energía Ago 2013	
Total Generación (GWh)	1.566
Total Retiros (GWh)	1.331
Transf. Físicas (GWh)	235,48
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-6,97



Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ago 2013	Sep 2013	Sep 2012
Pasada	178	211	185
Embalse	166	168	182
Gas	0	0	0
GNL	189	165	100
Carbón	213	163	255
Diesel	114	6	97
Eólico	0	0	0
Total	858	714	819

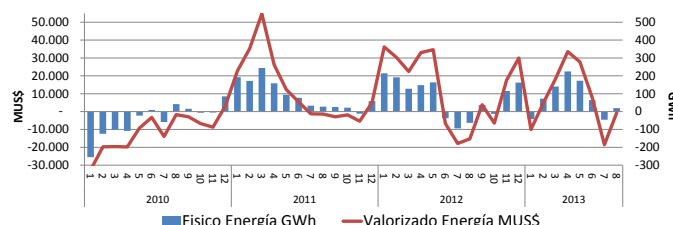
Costos Variables prom. Sep 2013 (US\$/MWh)	
Santa María	40,8
Nehuenko GNL (prom. I y II)	0,0
Nehuenko Diesel (prom. I y II)	168,8
Transferencias de Energía Ago 2013	
Total Generación (GWh)	858
Total Retiros (GWh)	1.163
Transf. Físicas (GWh)	-304
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-88,1



Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Ago 2013	Sep 2013	Sep 2012
Pasada	65	69	68
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	7	113
Carbón	617	395	417
Diesel	23	1	0
Eólico	0	0	0
Otro	4	4	5
Total	709	476	603

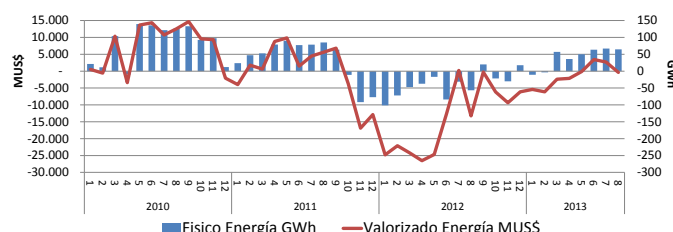
Costos Variables prom. Sep 2013 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	46,4
N. Ventanas y Campiche	44,9
Nueva Renca GNL	164,8
Transferencias de Energía Ago 2013	
Total Generación (GWh)	709
Total Retiros (GWh)	690
Transf. Físicas (GWh)	19,6
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-0,65



Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ago 2013	Sep 2013	Sep 2012
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	452	429	368
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	452	429	368

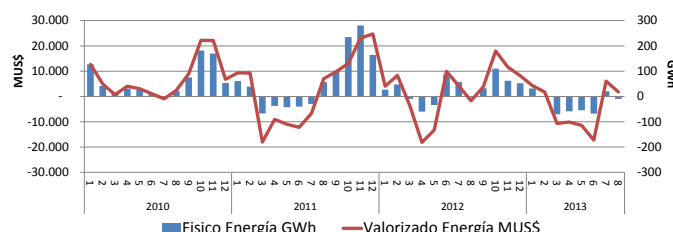
Costos Variables prom. Sep 2013 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	40,6
Guacolda III	29,2
Guacolda IV	33,2
Transferencias de Energía Ago 2013	
Total Generación (GWh)	452
Total Retiros (GWh)	387
Transf. Físicas (GWh)	64,6
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-0,4



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ago 2013	Sep 2013	Sep 2012
Pasada	35	39	50
Embalse	149	239	171
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	184	279	221

Costos Variables prom. Sep 2013 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	
Transferencias de Energía Ago 2013	
Total Generación (GWh)	184
Total Retiros (GWh)	194
Transf. Físicas (GWh)	-9,53
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1,81



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

En el mes de septiembre la generación a carbón aumentó respecto del mes anterior desde un 82% a un 88%, explicado fundamentalmente por la mayor generación de la Central Angamos 2 de E-CL (273 MW) tras la normalización de una falla en la bomba de circulación de la caldera ocurrida a inicios de agosto.

El precio del GNL declarado por la Central Tocopilla, la única en generar con este combustible, se elevó a 8,1 US\$/MMBtu promedio en septiembre, valor que ha aumentado desde valores cercanos a 6,1 US\$/MMBtu en julio. De esta forma, el costo variable del GNL se ubicó por encima de los costos variables de las centrales a carbón (ver Figura 8). El despacho de generación en base a GNL disminuyó en comparación con el mes anterior, reduciéndose la participación de este combustible en la matriz de generación desde 10% en agosto a 8% en septiembre.

Los costos marginales en septiembre fueron marcados principalmente por el carbón y ocasionalmente por centrales a diesel en horas demanda alta. El promedio mensual del costo marginal de septiembre en la barra Crucero 220 fue de 64,8 US\$/MWh, lo cual representa una caída de un 19% respecto del mes de agosto (80 US\$/MWh), y una disminución de un 10% respecto de septiembre de 2012 (71,7 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 agosto fue de 4,18 \$/kWh, con lo cual si se incluye en el costo marginal promedio de ese mes resulta en un valor de 88,2 US\$/MWh.

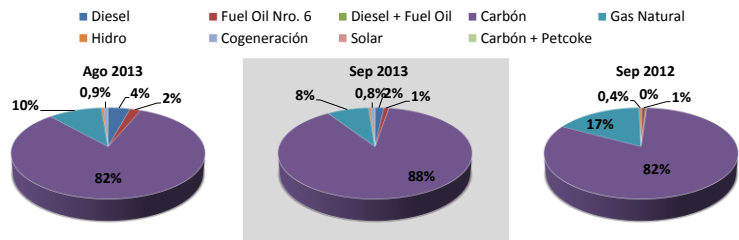


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

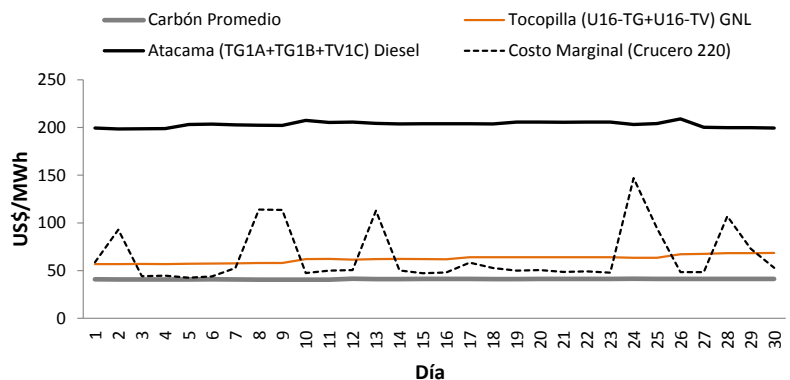


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de septiembre (Fuente: CDEC-SING)

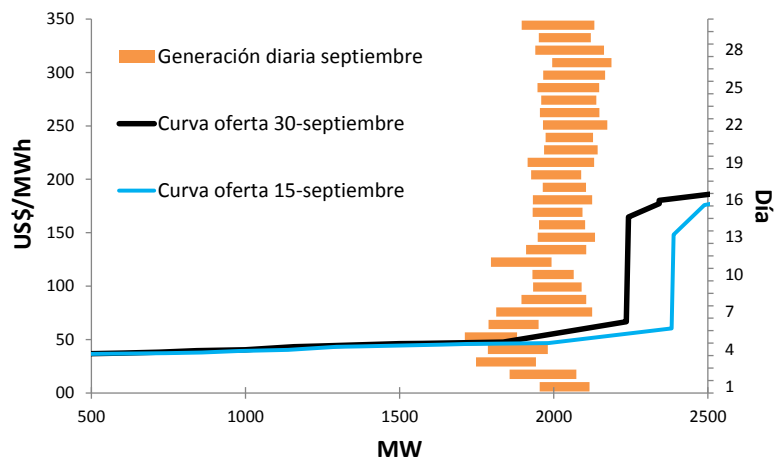


Figura 9: Generación diaria durante septiembre y curva de oferta al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

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 72,5 MW, y un proyecto de 90 MW de generación eólica.

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

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2013	6,9%	8,4%	9,9%
	2014	10,7%	14,9%	19,0%
Diesel promedio US\$/Bbl		138,8		
Carbón US\$/Ton	Mejillones	77,4		
	Angamos	93,6		
	Tocopilla	79,4		
	Andina	78,7		
	Hornitos	88,7		
	Norgener	77,8		
	Tarapacá	81,5		
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	5,6 - 8,0		
Disponibilidad GNL	Mejillones, Tocopilla	Sin GNL		
	Atacama	Limitada		
	Salta	No Considerado		
	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 85,4 US\$/MWh, en comparación a los 115,6 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra

parte, en el escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar los 146,8 US\$/MWh.

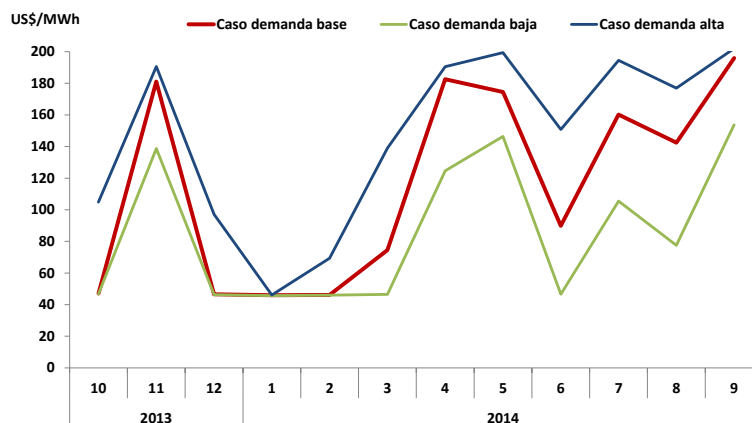


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

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. Respecto de la proyección efectuada el mes anterior, en esta proyección se puede observar el efecto del atraso del mantenimiento de la Unidad 1 de Norgener desde Octubre a Noviembre del presente año. Por otra parte, 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 entre Enero y Marzo, meses en los cuales no hubo mantenimientos importantes durante 2013. Por esta situación, es preciso destacar que los resultados de esta proyección podrían variar en próximas ediciones conforme el CDEC-SING actualice el programa de mantenimientos para el año 2014.

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

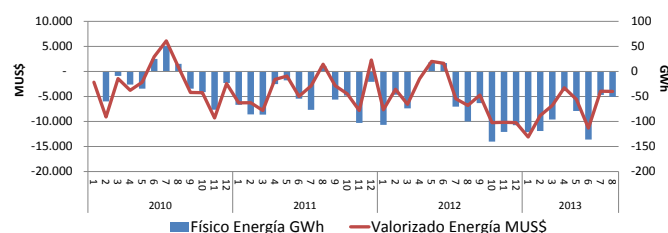
E-CL continúa siendo el único productor eléctrico con generación en base a GNL en la Unidad U16 de la Central Tocopilla, mientras que GasAtacama mantiene la operación de sus unidades sólo con combustible diesel. Gener y Celta mantienen su generación sólo en base a carbón.

E-CL (incluye Hornitos y Andina)

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2013	Sep 2013	Sep 2012
Diesel	1	3	2
Fuel Oil Nro. 6	28	13	8
Diesel + Fuel Oil	0	0	3
Carbón	658	684	587
Gas Natural	150	114	182
Hidro	3	3	3
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	840	817	785

Costos Variables prom. Sep 2013 (US\$/MWh)	
Andina Carbón	40,3
Mejillones Carbón	37,4
Tocopilla GNL	62,1

Transferencias de Energía Ago 2013	
Total Generación (GWh)	840
Total Retiros (GWh)	891
Transf. Físicas (GWh)	-51
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-3.997

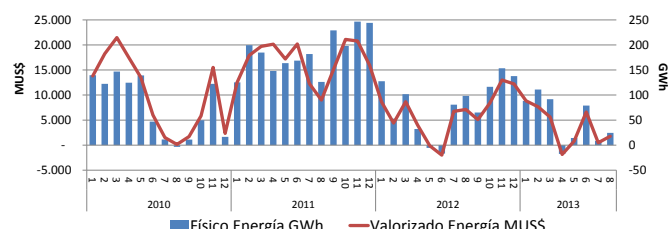


Gener (incluye Norgener y Angamos)

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2013	Sep 2013	Sep 2012
Diesel	0	0	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	436	485	455
Gas Natural	0	0	0
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	436	485	455

Costos Variables prom. Sep 2013 (US\$/MWh)	
Angamos (prom. 1 y 2)	47,9
Norgener (prom. 1 y 2)	34,9

Transferencias de Energía Ago 2013	
Total Generación (GWh)	436
Total Retiros (GWh)	411
Transf. Físicas (GWh)	24
Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.764

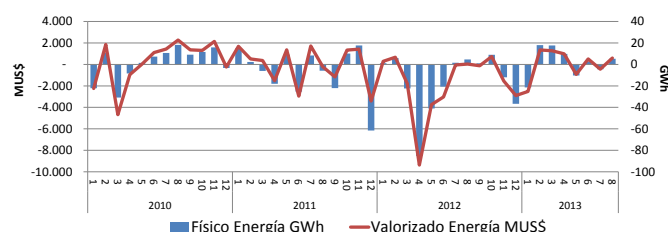


Celta

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2013	Sep 2013	Sep 2012
Diesel	0	0	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	104	91	85
Gas Natural	0	0	0
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	104	91	85

Costos Variables prom. Sep 2013 (US\$/MWh)	
Tarapacá Carbón	36,9

Transferencias de Energía Ago 2013	
Total Generación (GWh)	104
Total Retiros (GWh)	99
Transf. Físicas (GWh)	5
Transf. Valorizadas (MUS\$)	596

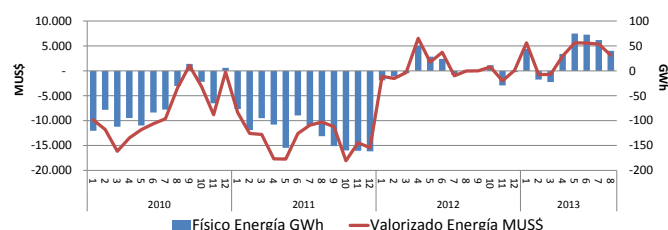


GasAtacama

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2013	Sep 2013	Sep 2012
Diesel	60	20	1
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	47
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	60	20	48

Costos Variables prom. Sep 2013 (US\$/MWh)	
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	203,2

Transferencias de Energía Ago 2013	
Total Generación (GWh)	60
Total Retiros (GWh)	20
Transf. Físicas (GWh)	40
Transf. Valorizadas (MUS\$)	3.132



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados indexado a septiembre de 2013 es de 79,29 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.

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	80,9	5.419
Campanario	111,5	900
Colbun	85,3	6.782
Endesa	72,6	13.579
Guacolda	72,6	900
EMELDA	108,9	200
EPSA	112,4	75
Puyehue	93,0	100
Panguipulli	94,6	50
Monte Redondo	106,2	275
Precio Medio de Licitación		79,29

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	64,6	12.000
Chilquinta	88,5	2.767
EMEL	73,9	2.007
CGE	103,2	7.220
SAESA	76,7	4.286
Precio Medio de Licitación		79,29

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de agosto de 2013, los retiros de energía afectos a la obligación establecida en la Ley 20.257 fueron iguales a 3.035 GWh durante ese mes. Por lo tanto, la obligación vigente equivalente al 5% de dichos retiros fue igual a 151,8 GWh. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante agosto fue igual a 249,4 GWh, es decir, un 64% mayor que la obligación.

De las inyecciones de energía ERNC del mes de agosto, la mayor parte fue generada por centrales de biomasa (41%), seguidas por centrales hidráulicas (34%) y eólicas (25%). En tanto, los generadores en base a tecnología solar representaron el 0,3% de las inyecciones ERNC del mes de agosto.

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

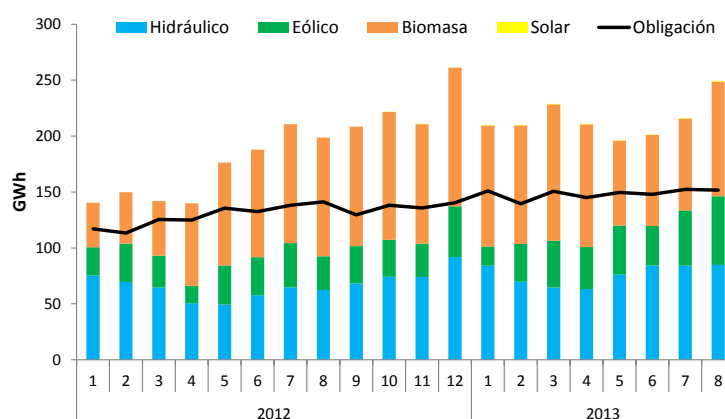


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

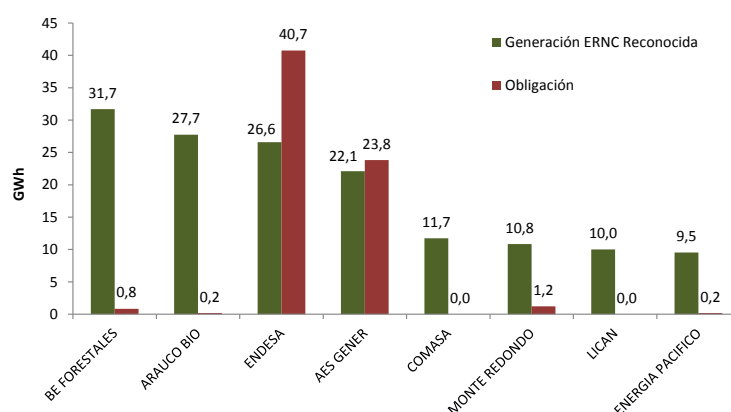


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, agosto 2013 (Fuente: CDEC-SING)

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 lunes 14 de octubre se publicó en el diario oficial la Ley 20.701 que establece el nuevo procedimiento para otorgar concesiones eléctricas (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 sobre las cinco discrepancias presentadas por las empresas respecto a los procedimientos de SSCC elaborados por los CDEC SIC y SING (ver más).	El 3 de septiembre el Congreso aprobó el Proyecto de Ley que incentiva la ampliación de la matriz energética con ERNC. Se acordó una cuota de 20% al año 2025 para los contratos firmados después de julio de 2013 (ver más).

Publicación del Decreto de Peajes de Distribución

El pasado 27 de septiembre se publicó en el diario oficial el decreto que fija los peajes de distribución.

Publicación de las Bases Convocatorias para las nuevas obras en el Sistema de Transmisión Troncal (STT) ([ver más](#))

El día 3 de octubre la CNE publicó las bases para las nuevas obras de transformación del STT, específicamente en las SS/EE Cardones, Maitencillo, Pan de Azúcar y Alto Jahuel. Además, se licita la construcción de la nueva línea Lo Aguirre – Cerro Navia 2x220 kV.

Metro de Santiago: Fracasa licitación para suministro eléctrico ([ver más](#))

Sólo una oferta fue recibida pero no fue satisfactoria para reemplazar el actual contrato de suministro de energía que finaliza en abril de 2014.

Cambios en las Bases de Licitación 2013/01 y 2013/02 para el suministro de clientes regulados en el SIC ([ver más](#))

El día 24 de septiembre se modificaron las bases de la licitación 2013/02 en lo referente al programa de la licitación, al igual como había ocurrido el día 4 de septiembre con la licitación 2013/01.

Segundo pronóstico de deshielo del SIC

El CDEC-SIC publicó el segundo pronóstico de deshielo para los meses de octubre 2013 a marzo del 2014, con ligeras variaciones respecto del primer pronóstico publicado para igual período.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

En el SIC los proyectos de generación en Estudio de Impacto Ambiental (EIA) totalizan 3.930 MW en calificación, con una inversión de 8.258 MMUS\$. Destacan este mes la aprobación del proyecto hidroeléctrico Cuervo de 640 MW en la región de Aysén. Además, se presentaron para evaluación ambiental seis proyectos de generación: dos proyectos solares sumando 135,5 MW, tres proyectos hidroeléctricos con una capacidad instalada total de 31,6 MW y un proyecto eólico de 192 MW.

En el SING, los proyectos en EIA suman 2.541 MW en calificación, con una inversión de 4.718 MMUS\$. Este mes ingresó al sistema de evaluación el proyecto fotovoltaico Kalisaya de 88MW en la I Región.

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	1.922	4.239	3.299	6.707
Hidráulica	911	1.684	5.431	7.353
Solar	1.006	2.198	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	3.930	8.258	16.866	26.815

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	1.781	3.960	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	2.541	4.718	8.957	24.271

Descargue las estadísticas del Reporte Systep y del sector eléctrico desde nuestro sitio web.

- Datos de la operación
- Precios
- Resumen por empresa
- Suministro a clientes regulados
- Datos de infraestructura

www.systep.cl

octubre2013



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

reporte@systep.cl

www.systep.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V. | Subgerente de Mercado
Eléctrico y Regulación

plecaros@systep.cl

Pablo Jiménez P. | Líder de Proyectos

pjimenez@systep.cl

©Systep 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 Systep 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 Systep, 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 Systep, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. Systep 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 Systep. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a Systep.