

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Mayo 2015

[Volumen 8, número 5]

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

Ley de Asociatividad: calidad de vida como condición para avanzar en inversión en generación

¿Cómo se ha incrementado la calidad de vida de las comunidades con la construcción cercana de infraestructura de generación eléctrica? Hay varios ejemplos de plantas de generación termoeléctrica e hidroeléctrica a lo largo del país donde el balance es negativo. Uno de los cuestionados es el de la central hidroeléctrica Ralco. La construcción de la central de 690 MW, que entró en operación el año 2004, implicó inundar 3.467 hectáreas, requiriendo la reubicación de 555 personas, mayoritariamente Pehuenches. Esto fue resistido, en un conflicto que se extendió por muchos años. Finalmente las comunidades accedieron al plan compensatorio que ofrecía la generadora, que contemplaba la reubicación en fundos adquiridos por la empresa, traslado, acondicionamiento de predios y programas de desarrollo productivo, turístico y social. Hubo un beneficio temporal con los empleos generados por las obras, pero esto no se mantuvo en el tiempo. Esa comunidad no ha compartido el beneficio que esa central otorga al resto del país. Más aún, gran parte de los habitantes de la zona viven en condiciones de pobreza¹.

Este desarrollo marcó un precedente para otros grandes proyectos de generación de energía base que puedan impactar en el medio ambiente y en las comunidades. De hecho, su ejemplo y el de algunos proyectos termoeléctricos han afectado la confianza de la ciudadanía y aumentado el rechazo a estos proyectos, tan necesarios para el desarrollo del país.

Para lograr avanzar, la Agenda de Energía lanzada en mayo del 2014, planteó la formulación de una ley de Asociatividad, creando mecanismos para que las comunidades cercanas a proyectos de generación eléctrica se hagan socias de los proyectos que se instalen en su territorio y reciban parte de los beneficios. Este proyecto de ley formula tres instrumentos: primero, que las empresas paguen sus patentes donde están sus operaciones (el Ministro de Energía informó que, en un esfuerzo de las empresas eléctricas, hoy el 76% de patentes municipales se pagan en las regiones donde está instalada su generación²); segundo, lograr reducciones tarifarias para los consumidores en las comunas intensivas en generación eléctrica (comunas como Tocopilla, Mejillones, Antuco y Alto Bío Bío, pagan altas tarifas de distribución, en comparación con las tarifas promedio en la Región Metropolitana). Finalmente, el tercer instrumento es garantizar que los proyectos que se desarrollan en una localidad también aporten a mejorar la calidad de vida de dicha localidad.

El proyecto de ley no está exento de críticas, como por ejemplo de la ONG Chile Sustentable. Ésta plantea que no se aborda un proceso asociativo entre empresas y comunidades, sino que más bien obedece a un formato de compensaciones monetarias de los inversionistas a las comunidades locales. Se vincula esta iniciativa con la ley de Compensaciones planteada en 2009 por el entonces ministro de Energía, Marcelo Tokman, que estipulaba el pago de un impuesto específico de beneficio comunal por cada MW instalado, el cual se devolvería a las empresas como un crédito tributario. El ministro Máximo Pacheco argumenta que la ley de Compensaciones se centraba en compensar un daño, mientras que la ley de Asociatividad busca compartir los beneficios, de manera de que los proyectos de energía sean una oportunidad de bienestar, progreso y movilidad social para las comunidades que los acojan.

Es de gran importancia que las comunidades acojan los proyectos de energía necesarios para el desarrollo del país, pero en un contexto de sustentabilidad, inclusión y participación ciudadana. Iniciativas como Barrancones, Hidroaysén y Castilla no pueden repetirse, tanto en cuanto su formulación ambiental como en su dimensión social. Es central que el beneficio general de instalar centrales de energía base para el país, y particularmente para sus grandes ciudades e industria, también se extienda a las comunidades que las acogen, y no impactándolas negativamente.

Finalmente, no se debe perder la perspectiva sólo revisando experiencias negativas en generación. Existe un ejemplo más reciente que muestra formas alternativas en que las empresas eléctricas pueden contribuir a mejorar el desarrollo de las localidades donde instalan sus centrales. Este es el caso de central Angostura, propiedad de Colbún, que incorporó el fomento productivo y turístico de la localidad en su proyecto. Entre otras contribuciones, se crea el Parque Angostura, atractivo turístico que nace con la central y que es parte del trabajo conjunto entre la empresa y la Mesa de Turismo de las comunas Quilaco y Santa Bárbara.

La futura ley de Asociatividad debiera lograr más casos como estos, mejorando la comunicación entre las localidades y los inversionistas, llevando a soluciones que permitan realmente compartir beneficios y mejorar la calidad de vida de las regiones afectadas.

¹ "Las energías de Chile", Anales de la Universidad de Chile, No. 5 (2014): abr., serie 7

² <http://www.amchamchile.cl/2015/05/seminario-reflexiones-a-un-ano-de-la-agenda-de-energia/>

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de abril la operación del SIC se caracterizó por una participación hídrica de un 33%, igual a la del mes anterior y levemente inferior a la de abril de 2014 donde fue de un 36%. La participación de GNL aumentó levemente de un 28% a 29% respecto al mes anterior, mientras que la participación a carbón bajo de un 26% a un 25% (ver Figura 1).

Asimismo, durante este mes estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Ventanas 2 (220 MW), Angostura U1 y U2 (216 MW), Pehuenche U1 (285 MW), Alfalfal U1 (89 MW) y Machicura U1 (48 MW), entre otras; además Nehuenco 1 (368 MW) presentó problemas generando a menor capacidad durante 7 días en el mes. Cabe mencionar, que continúa la paralización de la central Bocamina II (350 MW) iniciada en el mes de diciembre de 2013.

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 (ver Figura 2).

Durante abril la central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con GNL, a un precio promedio declarado de 8,1 US\$/MMBtu. Por su parte, Nehuenco I y II operaron con GNL y costo variable nulo. En tanto, la central Nueva Renca perteneciente a AES Gener pero arrendada por Endesa operó con un precio GNL declarado de 11,9 US\$/MMBtu.

En abril el costo marginal del SIC fue determinado principalmente por centrales diesel y de embalse. En particular, el valor del agua varió entre 119,5 US\$/MWh y 175,2 US\$/MWh en la central Rapel situándose por sobre el valor del diesel (ver Figura 3).

Finalmente, el costo marginal de abril promedió 139,7 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 4% menor respecto al mes de marzo de 2015 (146 US\$/MWh), y 5% menor respecto a abril de 2014 (146,6 US\$/MWh).

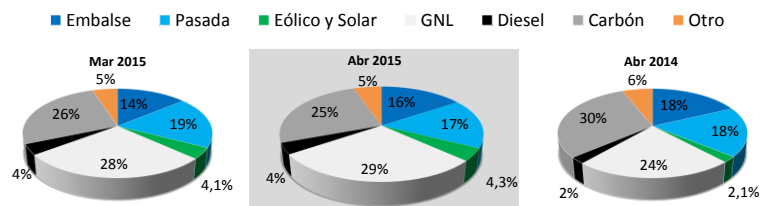


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

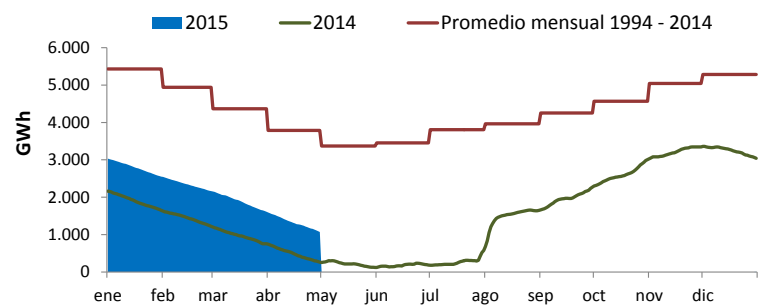


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC).

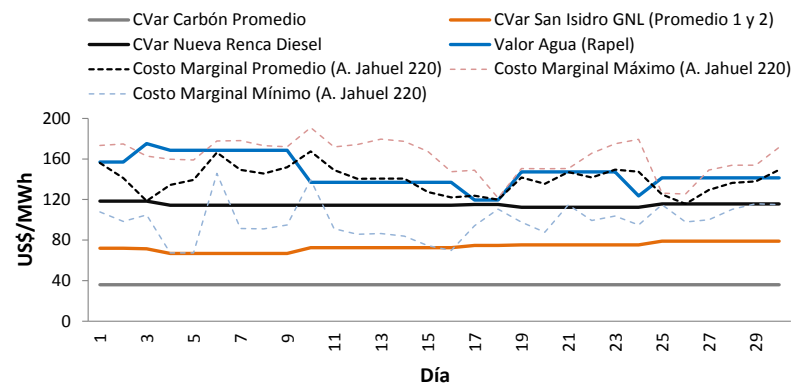


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de abril (Fuente: CDEC-SIC)

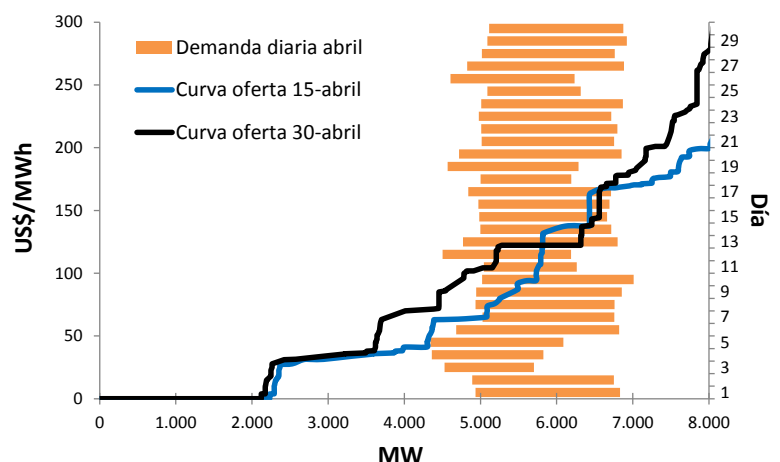


Figura 4: Demanda diaria durante abril y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Para el año 2015 se proyectan condiciones de operación excepcionales en el SIC: durante el mes de mayo la central Bocamina se encontrará fuera de operación, debido a mantenimientos; la central San Isidro no podrá funcionar a plena capacidad debido a problemas técnicos, por lo que Endesa arrendó a AES Gener la central Nueva Renca para quemar los excedentes de gas natural; así como la paralización en curso de la central Bocamina II de Endesa, para la cual se considera su reentrada en operación en noviembre de 2015.

No obstante, no existe certeza que éstas consideraciones ocurran exactamente como se han modelado, así como la posible entrada de nuevos proyectos ERNC y el posible retraso de obras de transmisión podrían modificar los costos marginales proyectados. Además, se realiza una actualización de la demanda a partir de lo publicado por el CDEC-SIC en el programa de operación de 12 meses.

Para los próximos 12 meses se espera la entrada en operación de 1.231,6 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 758 MW son solares, 76 MW eólicos, 151,8 MW hídricos, y 27 MW de biomasa.

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	2015	3,3%	3,3%
	2016	3,5%	3,5%
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		79,0
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		83,1
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	6,0	12,0
	San Isidro	0,0	0,0
Disponibilidad GNL	Nehuenco (May - Jul)		Limitada
	Nueva Renca (*) (Abr - Oct)		Limitada
	Nueva Renca (*) (Nov - Mar)		Limitada
			0

(*): Nueva Renca se encuentra bajo un contrato de arrendamiento con Endesa.

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. %
Abr-2015 a Sep-2015	82,45	43,73	98,58	44,81
Oct-2015 a Mar-2016	51,09	18,14	81,04	31,58

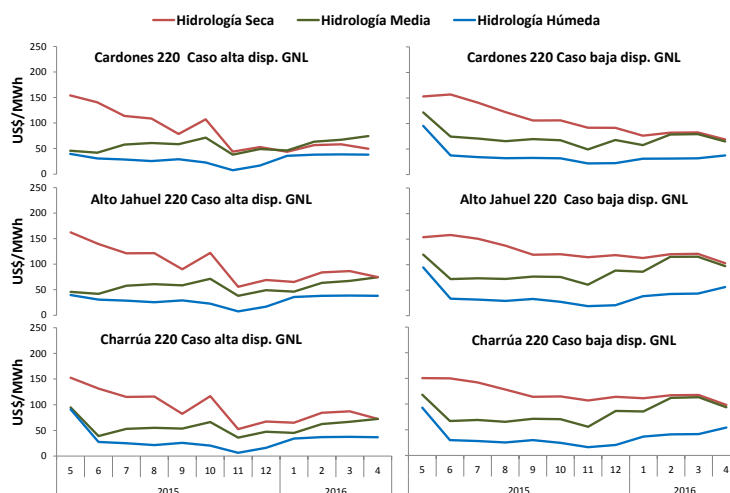


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

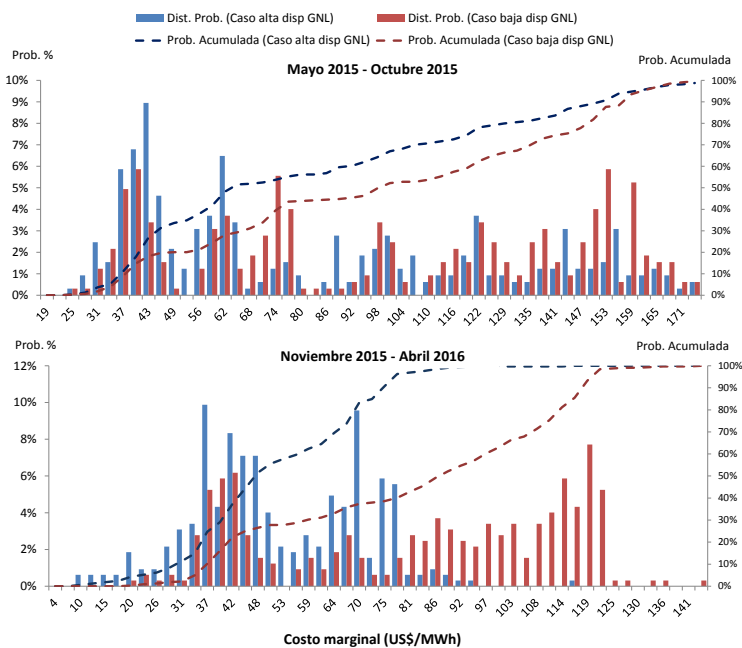


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

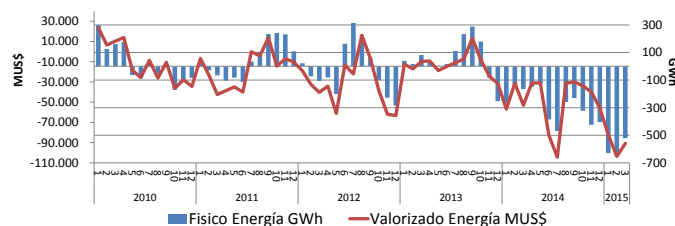
Análisis por empresa

En abril, Endesa presentó una disminución de su generación GNL debido a la menor disponibilidad del combustible en su central Taltal, además continúan sin operar las centrales a carbón Bocamina I y II. Por otra parte, la generación hidráulica de Colbún aumentó por mayor disponibilidad de este recurso. En tanto, AES Gener disminuyó su generación hidráulica por mantenimiento mayor de la unidad 1 de Alfalfal.

Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Mar 2015	Abr 2015	Abr 2014
Pasada	241	212	189
Embalse	390	324	362
Gas	0	0	0
GNL	583	553	497
Carbón	0	0	78
Diésel	0	9	0
Eólico	9	8	14
Total	1.223	1.106	1.141

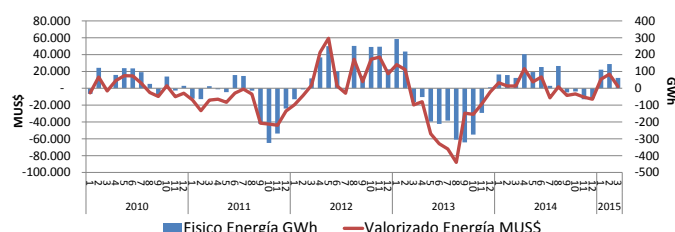
Costos Variables prom. Abr 2015 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	46,5
San Isidro GNL (prom. I y II)	73,3
Taltal Diesel	244,3
Transferencias de Energía Mar 2015	
Total Generación (GWh)	1.223
Total Retiros (GWh)	1.744
Transf. Físicas (GWh)	-521,4
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-90,8



Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Mar 2015	Abr 2015	Abr 2014
Pasada	136	161	152
Embalse	138	209	280
Gas	0	0	0
GNL	440	404	470
Carbón	272	227	226
Diesel	41	35	7
Eólico	0	0	0
Total	1.027	1.036	1.135

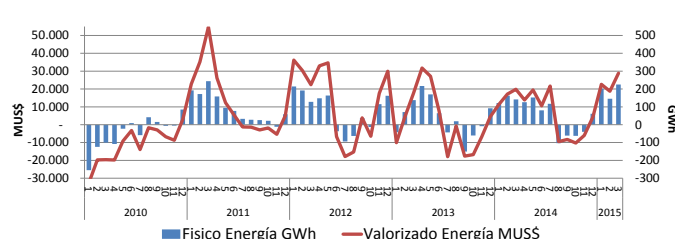
Costos Variables prom. Abr 2015 (US\$/MWh)	
Santa María	33,9
Nehuenko GNL (prom. I y II)	0
Nehuenko Diesel (prom. I y II)	117,6
Transferencias de Energía Mar 2015	
Total Generación (GWh)	1.027
Total Retiros (GWh)	965
Transf. Físicas (GWh)	62
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	2,0



AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Mar 2015	Abr 2015	Abr 2014
Pasada	134	88	88
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	241	230	19
Carbón	515	461	551
Diesel	10	22	53
Eólico	0	0	0
Otro	5	4	4
Total	906	805	714

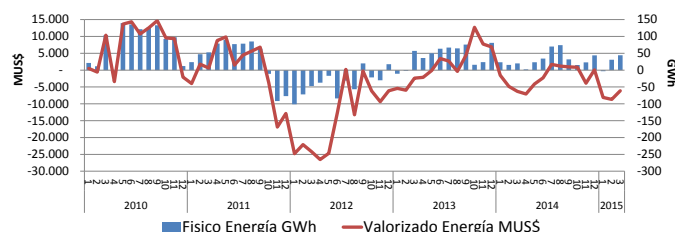
Costos Variables prom. Abr 2015 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	37,0
N. Ventanas y Campiche	36,1
Nueva Renca GNL	88,2
Transferencias de Energía Mar 2015	
Total Generación (GWh)	906
Total Retiros (GWh)	680
Transf. Físicas (GWh)	225,4
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	28,9



Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Mar 2015	Abr 2015	Abr 2014
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	411	373	424
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	411	373	424

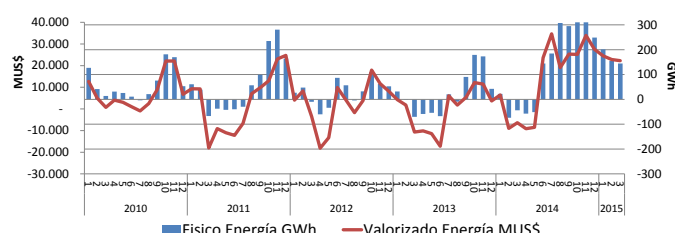
Costos Variables prom. Abr 2015 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	31,3
Guacolda III	27,8
Guacolda IV	31,3
Transferencias de Energía Mar 2015	
Total Generación (GWh)	411
Total Retiros (GWh)	366
Transf. Físicas (GWh)	44,3
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-6,1



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Mar 2015	Abr 2015	Abr 2014
Pasada	61	70	51
Embalse	109	104	78
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	170	174	129

Costos Variables prom. Abr 2015 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	
Transferencias de Energía Mar 2015	
Total Generación (GWh)	170
Total Retiros (GWh)	25
Transf. Físicas (GWh)	144
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	22,3



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING presentó un aumento en la participación de GNL de un 12% en marzo a un 16% en abril, debido a que finalizó el mantenimiento mayor de la unidad U16 (400 MW) de E-CL. Por otra parte, la participación de carbón disminuyó de un 80% a un 75% respecto al mes anterior, mientras el diésel aumentó levemente de 5% a 6% (ver Figura 7).

El precio del GNL declarado por las unidades CTM3 y Tocopilla ambas de E-CL fue de 4,9 US\$/MMBtu promedio en abril. De este modo, el costo variable del GNL de E-CL se ubicó levemente por encima de los costos variables promedio del carbón (ver Figura 8). Además, la unidad CTM3 arrendada por AES Gener operó con un costo declarado de GNL de 13,4 US\$/MMBtu.

Los costos marginales en abril fueron marcados por el carbón en demanda baja, mientras que en demanda alta la tecnología marginal fue básicamente diésel. El promedio mensual del costo marginal de abril en la barra Crucero 220 fue de 56,1 US\$/MWh, lo cual representa un aumento de 15,7% respecto del mes de marzo (48,5 US\$/MWh), y una disminución de un 42% respecto a abril de 2014 (97,2 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 sobre costo de la operación, no es publicada por el CDEC-SING debido a un cambio en el procedimiento de "Valorización de Transferencias Económicas".

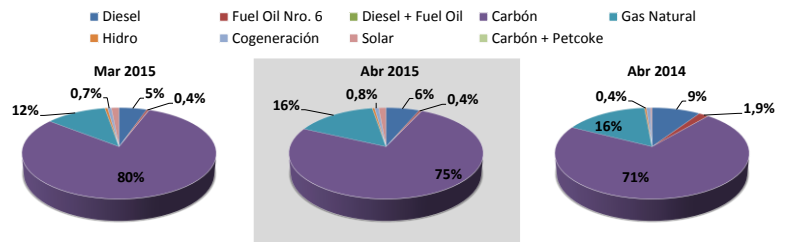


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

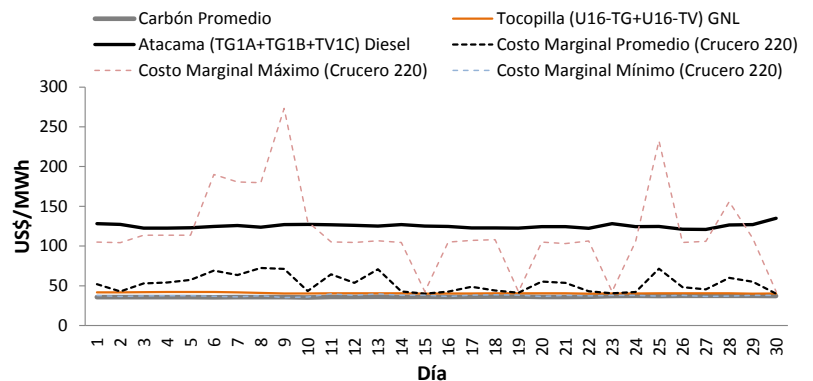


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de abril (Fuente: CDEC-SING)

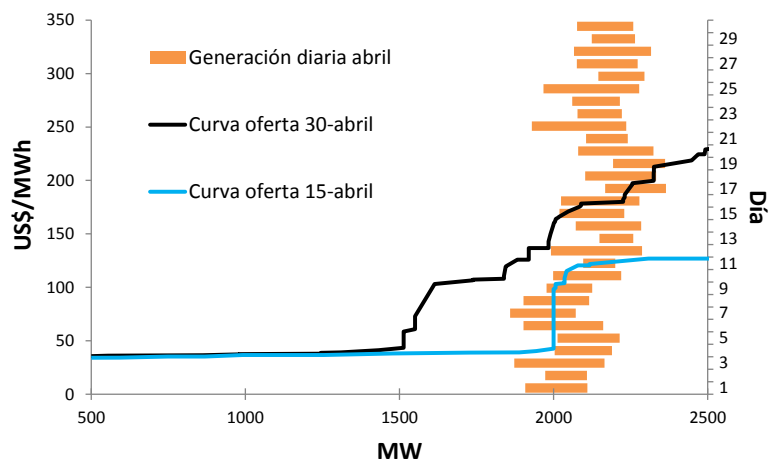


Figura 9: Generación diaria durante abril y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En base a lo informado por los grandes consumidores del SING, para 2015 se espera un crecimiento anual de la demanda eléctrica cercano al 16,5%, impulsado por la continuación de la toma de carga de proyectos importantes como Sierra Gorda (110 MW), y por la conexión de nuevos proyectos industriales como OGP1 (161 MW) y EWS (209 MW) de Minera Escondida, entre otros. Sin embargo, existe incertidumbre respecto del cumplimiento efectivo de las condiciones de demanda esperadas, situación que en el pasado ha conducido a sobrestimaciones en las proyecciones de demanda informadas por las empresas.

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 6 proyectos solares por un total de 217 MW, de los cuales 117 MW entrarían en la segunda mitad del 2015.

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

Supuestos SING			Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2015		10,7%	16,5%	22,3%
	2016		2,4%	2,4%	2,4%
Combustible	Diesel promedio US\$/bbl		81,91		
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	72,13		
		Angamos	73,82		
		Tocopilla	73,81		
		Andina	68,71		
		Hornitos	68,71		
		Norgener	74,89		
		Tarapacá	71,64		
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	4,8 - 10,1		
Atacama Salta		Sin GNL			
Disponibilidad GNL			No Considerado		
	U16		Limitada		
	CTM3		Sin GNL		
	Otros		Sin GNL		

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición de demanda baja el costo marginal promedio anual alcanza los

50,6 US\$/MWh, en comparación a los 62,5 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta el costo marginal promedio anual podría alcanzar 79,3 US\$/MWh.

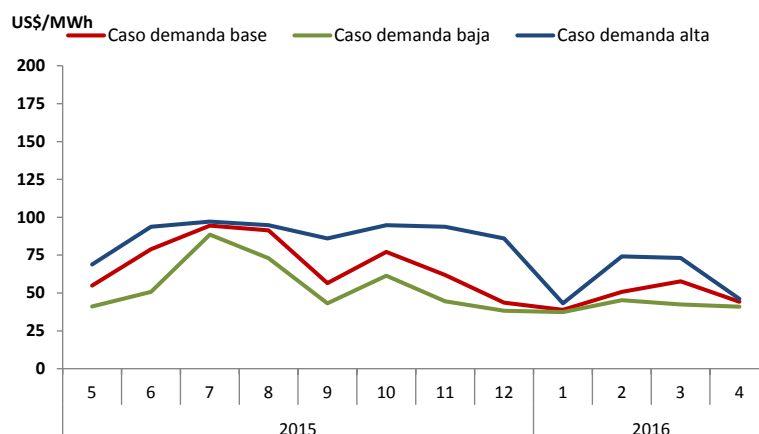


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Cruceiro 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

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 2015 publicado por el CDEC-SING, vigente desde el 1 de abril. En este ámbito, la proyección efectuada presenta variaciones con respecto a la realizada en el mes anterior, donde destaca la mantención de la Angamos II en los meses de julio y agosto, y la Unidad 13 de E-CL, en los meses de agosto y septiembre de 2015, particularmente importantes por ser unidades a carbón que generan en base en este sistema.

Por otra parte, en esta proyección se ha considerado una disponibilidad de GNL basada en la declarada por las empresas para el año 2015, lo cual podría sufrir modificaciones en próximas proyecciones si se declara una disponibilidad distinta. La proyección considera las disponibilidades informadas de GNL para las unidades CTM3 y U16, considerando además que AES Gener informó el arriendo de CTM3 a 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 la 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

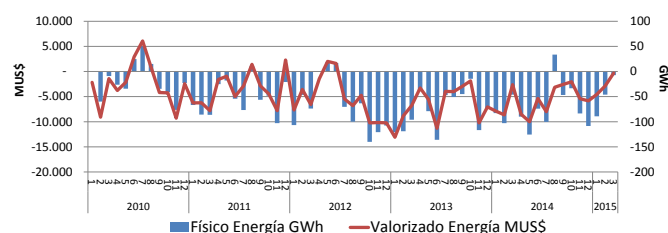
En el mes de abril, E-CL disminuyó su generación a carbón debido al mantenimiento mayor de CTA 1 (169 MW). Por su parte, AES Gener aumentó su generación GNL utilizando la unidad CTM3 arrendada a E-CL. Finalmente, Celta y GasAtacama continuaron su operación en base a carbón y diésel respectivamente.

E-CL (incluye Hornitos y Andina)

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2015	Abr 2015	Abr 2014
Diesel	3	4	4
Fuel Oil Nro. 6	6	6	26
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	620	603	530
Gas Natural	157	146	153
Hidro	4	4	4
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	790	763	717

Costos Variables prom. Abr 2015 (US\$/MWh)	
Andina Carbón	36,3
Mejillones Carbón	34,7
Tocopilla GNL	40,8

Transferencias de Energía Mar 2015	
Total Generación (GWh)	790
Total Retiros (GWh)	797
Transf. Físicas (GWh)	-7,1
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-317

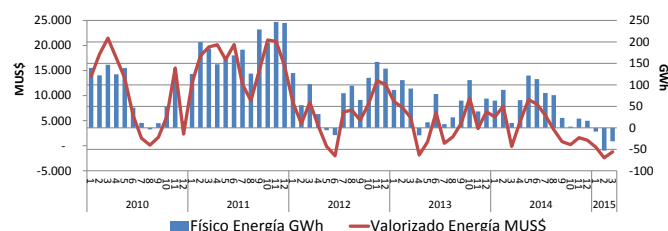


AES Gener (incluye Angamos)

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2015	Abr 2015	Abr 2014
Diesel	0	0	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	492	452	462
Gas Natural	16	87	75
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	508	539	537

Costos Variables prom. Abr 2015 (US\$/MWh)	
Angamos (prom. 1 y 2)	38,7
Norgener (prom. 1 y 2)	33,4
Mejillones GNL (CTM3 AES Gener)	106,2

Transferencias de Energía Mar 2015	
Total Generación (GWh)	508
Total Retiros (GWh)	539
Transf. Físicas (GWh)	-31,2
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-1.201

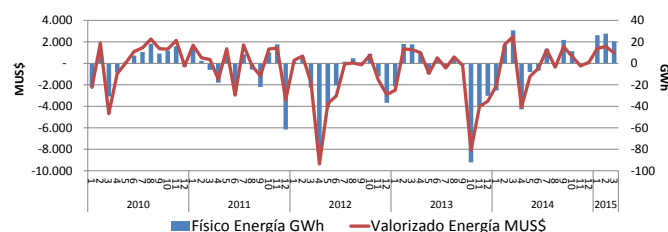


Celta

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2015	Abr 2015	Abr 2014
Diesel	0,5	0,7	0,7
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	71	77	29
Gas Natural	0	0	0
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	71	78	30

Costos Variables prom. Abr 2015 (US\$/MWh)	
Tarapacá Carbón	32,7

Transferencias de Energía Mar 2015	
Total Generación (GWh)	71
Total Retiros (GWh)	51
Transf. Físicas (GWh)	20,5
Transf. Valorizadas (MUS\$)	953

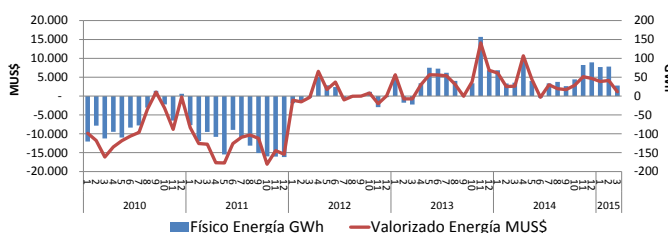


GasAtacama

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2015	Abr 2015	Abr 2014
Diesel	75	91	126
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	75	91	126

Costos Variables prom. Abr 2015 (US\$/MWh)	
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	125,1

Transferencias de Energía Mar 2015	
Total Generación (GWh)	74,7
Total Retiros (GWh)	47,0
Transf. Físicas (GWh)	27,7
Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.145



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a abril de 2015, es de 85,6 US\$/MWh para el SIC y 93,7 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 CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras del SIC y SING.

Los valores de la Tabla 4 y 5 sólo consideran las licitaciones de suministro oficializadas a través del último decreto de precio nudo promedio correspondiente a mayo de 2014.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de marzo de 2015, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.568 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 201 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante marzo fue igual a 400 GWh, es decir, superó en un 100% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de marzo, la mayor parte fue generada por centrales eólicas (30,5%), seguidas por centrales biomasa (28,5%) y solares (21,1%). Finalmente, la menor generación fue de centrales hidráulicas con un 19,9% de la energía ERNC.

La Figura 12 muestra las empresas con mayor inyección reconocida de ERNC, propia o contratada, en los sistemas SIC y SING durante el mes de marzo, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a abril 2015 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	83,4	17.527
COLBÚN	85,8	6.932
AES GENER	83,6	5.529
GUACOLDA	73,8	900
CAMPANARIO	112,0	990
M. REDONDO	106,7	303
D. ALMAGRO	109,4	220
PUYEHUE	95,1	165
PANGUIPULLI	124,0	506
PUNTILLA	112,9	83
Precio Medio de Licitación SIC	85,64	
SING		
E-CL	93,7	2.365
Precio Medio de Licitación SING	93,69	

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a abril 2015 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	70,4	13.533
Chilquinta	91,9	3.137
EMEL	86,7	2.522
CGED	107,6	9.123
SAESA	82,3	4.838
Precio Medio de Licitación SIC	85,64	
SING		
EMEL-SING	93,7	2.365
Precio Medio de Licitación SING	93,69	

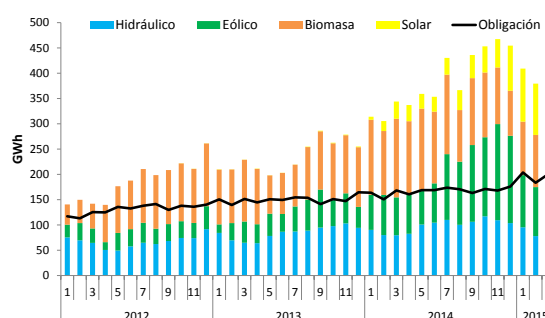


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

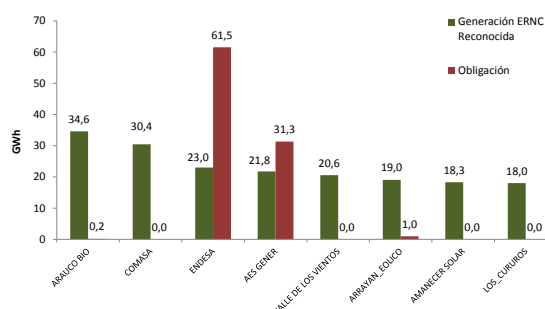


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, marzo de 2015 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Proceso de Licitaciones 2015

El día 24 de abril la CNE publicó resolución que establece los plazos, requisitos y condiciones de las licitaciones 2015 (procesos 1 y 2), 2016 y 2017. El Informe Final de Licitaciones fue publicado el 9 de abril y rectificado el 14 del mismo mes, incorporando las observaciones a la versión preliminar [\(ver más\)](#).

Franquicia tributaria respecto de sistemas solares térmicos

En primer trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que busca modificar la ley N° 20.365, con el fin de ampliar la aplicación de la franquicia tributaria relativa a la instalación de sistemas solares térmicos [\(ver más\)](#).

Regulación de la distribución de gas de red

En primer trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que "Modifica la ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica" [\(ver más\)](#).

[SEA aplaza hasta octubre evaluación de El Campesino \(ver más\)](#)

El titular del proyecto solicitó ampliar plazo para responder observaciones contenidas en primera Informe Consolidado de Solicitud de Aclaraciones, Rectificaciones y/o Ampliaciones (ICSARA).

[SunEdison adquirió activos de LAP \(ver más\)](#)

La adquisición activos en Perú y Chile, estos últimos equivalentes a 46 MW eólicos en operación, 204 MW eólicos e hidráulicos en construcción y 613 MW eólicos, solares e hidráulicos en desarrollo. De acuerdo a SunEdison, la adquisición permitirá presentar ofertas más competitivas.

[GNL Quintero inicia trámite ambiental de ampliación de terminal de regasificación \(ver más\)](#)

La ampliación de 5 millones m³/día estaría sujeta al éxito del open season que busca nuevos usuarios de largo plazo.

[AES Gener participará en licitaciones de suministro a clientes regulados \(ver más\)](#)

[CDEC-SIC espera fusionarse con CDEC-SING a fines de 2017 \(ver más\)](#)

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 6.882 MW, con una inversión de MMUS\$ 14.500. En el último mes se aprobó ambientalmente el proyecto "Parque Eólico Mulchén" (89,1 MW) ubicado en la octava región. Además, ingresaron a evaluación ambiental seis nuevos proyectos: tres proyectos eólicos (277 MW), dos solares (57 MW) y un proyecto hidráulico de pasada de 125 MW.

En el SING, los proyectos en calificación suman 2.957 MW, con una inversión de MMUS\$ 5.169. En el último mes se aprobaron tres proyectos de generación: "Parque Solar Fotovoltaico Sol del Desierto" de 369 MW, "Planta Solar Fotovoltaica San Pedro VI" de 22 MW ambos ubicados en la segunda región y "Modificación Parque Solar Azapa" de 26 MW ubicado en la región de Arica y Parinacota. No ingresaron nuevos proyectos a evaluación en el último mes.

Tabla 6: Proyectos de generación en calificación de estudio de impacto ambiental en el SIC (Fuente: SEIA)

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Eólico	2.000	3.996	4.945	10.317
Hidráulica	984	2.058	3.074	4.927
Solar	2.496	6.538	4.114	9.457
Gas Natural	1.310	1.648	957	617
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	0	0	1.764	5.528
Biomasa/Biogás	92	260	384	744
Carbón	0	0	5.236	10.031
TOTAL	6.882	14.500	20.544	41.951

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	1.367	3.484	6.436	21.058
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
Hidráulica	300	385	0	0
TOTAL	2.957	5.169	12.053	30.637

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

mayo2015



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

Iván Chaparro U. | Ingeniero de Proyectos

ichaparro@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.