

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Enero 2016

[Volumen 9, número 1]

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

Remuneración de los Servicios Complementarios

El nuevo régimen que remunerará los Servicios Complementarios (SSCC) pretende ser implementado este año, una vez sea aprobado el Estudio de Costos de Inversión de los SSCC, recientemente publicado. Cabe mencionar que hoy, parte de estos servicios, son pagados mediante el atributo de potencia firme.

La nueva forma de pago de los SSCC es esperada desde hace más de 10 años, desde la definición de los SSCC en la Ley Corta I (2004) y la publicación del Decreto Supremo N°62 del año 2006, el cual introduce el pago de potencia de suficiencia, para remplazar el de potencia firme, y separa los SSCC del reconocimiento de potencia. El retraso en la implementación de los SSCC se debe fundamentalmente a la complejidad enfrentada en la determinación de una metodología adecuada para medir y retribuir los SSCC. Basta recordar que el Reglamento de los SSCC (DS130), que define los mecanismos de regulación y remuneración de dichos servicios, requirió de 6 años de discusión, para ser finalmente publicado el año 2012.

De acuerdo con el DS130, los SSCC corresponden a servicios prestados por todos aquellos equipos e instalaciones necesarias para la operación de los sistemas interconectados, relacionados con el control primario y secundario de frecuencia, control de tensión y programas de recuperación de servicio. En este último punto se reconocen los servicios prestados por partida autónoma, aislamiento rápido y planes de defensa contra contingencias extremas.

Actualmente se encuentra pendiente de aprobación el Estudio de Costos de Inversión de los SSCC. Está en estado de observación por las empresas coordinadas, para su posterior aprobación por la CNE. Las discrepancias que se presenten deberán ser resueltas por el Panel de Expertos. En paralelo, se está discutiendo en el congreso la nueva Ley de Transmisión que entregaría a la Comisión Nacional de Energía la facultad de definir los mecanismos de regulación y remuneración de los SSCC de transmisión, que en el caso de ser insuficientes el coordinador del sistema podrá instruir su implementación obligatoria mediante un proceso de licitación o instalación directa.

Dificultades en la remuneración de los SSCC

Muchas han sido las dificultades que se han presentado en la implementación de los SSCC, reflejadas en el tiempo que ha tardado la emisión de los procedimientos y estudios respectivos. En particular, dos temas que generaron incertidumbre en la discusión del DS130 fue la remuneración de los

costos variables de una central operando fuera de mérito (costo variable mayor al costo marginal del sistema) y la utilización de EDAC¹. Ambos fueron tratados e incluidos explícitamente en los procedimientos de remuneración de los SSCC de los CDEC. En cambio, los ERAG² y EDAG³ finalmente no fueron considerados como parte de los SSCC, sino como una exigencia de la normativa técnica vigente.

Un nuevo desafío en la definición de los SSCC surge con el incremento importante de la penetración ERNC. Dada la variabilidad de los recursos renovables solar y eólico, el balance entre la demanda neta y la generación del sistema tendrá que ser ajustada con la operación de otro tipo de tecnología, tales como centrales hidráulicas de embalse o ciclos combinados. Estas últimas podrían estar obligadas a mantener una operación a mínimo técnico durante largos periodos de tiempo y/o exponerse a un elevado número de partidas y detenciones (*cycling*)⁴. Este tipo de servicio, necesitando centrales síncronas dedicadas a proveerlo, no se encuentra considerado en los procedimientos de remuneración de los SSCC. Más aún, centrales nuevas estarían seriamente perjudicadas ya que serían obligadas a operar con un bajo factor de planta, traduciéndose en menores ingresos por ventas de energía, en cuyo caso los costos de inversión de dichas centrales podrían no ser cubiertos.

Para evitar dicha situación, una alternativa sería incluir el *cycling* en los SSCC, de manera que las centrales que presten este servicio sean remuneradas apropiadamente. Otra posibilidad es condicionar el ingreso de ERNC solar y eólico al sistema, en virtud de la capacidad de reserva en giro existente y dedicada a los SSCC. Adecuar este aspecto colaboraría a flexibilizar la integración de este tipo de tecnología en el sistema.

Por el momento, el régimen pleno de los SSCC no está en ejecución y se continuará aplicando el pago de potencia firme por lo menos hasta mayo de este año. No obstante lo anterior, la discusión respecto a los SSCC está lejos de acabar, considerando la complejidad del tema y la discusión en el congreso de una nueva forma de remunerarlos.

¹EDAC: Esquema de desconexión automática de carga.

²ERAG: Esquema de reducción automática de generación.

³EDAG: Esquema de desconexión automática de generación.

⁴ Ver editorial Systep de diciembre de 2015.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de diciembre la operación del SIC se caracterizó por una participación hidráulica de un 60%, lo cual es un 9% menor respecto al mes anterior. Por otra parte, la participación del carbón aumentó en un 5% mientras que el GNL lo hizo en un 2% (ver Figura 1).

Durante el mes de diciembre estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Bocamina 1 (127 MW, carbón) y Nehuenco 2 (148 MW, GNL), entre otras.

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 69% del promedio mensual histórico (ver Figura 2). En lo que va del año hidrológico 2015/2016 (desde abril a diciembre), el nivel de excedencia observado es igual a 79%, es decir, se ubica entre el 21% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Durante diciembre la operación de los ciclos combinados fue esporádica, la central San Isidro operó sus dos unidades con GNL, a un precio promedio declarado de 6,42 US\$/MMBtu. Mientras que Nehuenco declaró un costo variable nulo. En tanto, la central Nueva Renca, perteneciente a AES Gener pero arrendada por Endesa, operó con GNL declarado a un precio de 6,7 US\$/MMBtu.

Los costos marginales fueron bajos en el SIC durante diciembre. Éstos estuvieron determinados por el valor del agua embalsada, la cual tiene un valor similar al carbón en este mes (Figura 3).

En diciembre de 2015 el costo marginal del SIC promedió 43,2 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 63% menor respecto al mes de diciembre de 2014 (116,8 US\$/MWh), y 15% mayor respecto a noviembre de 2015 (37,5 US\$/MWh).

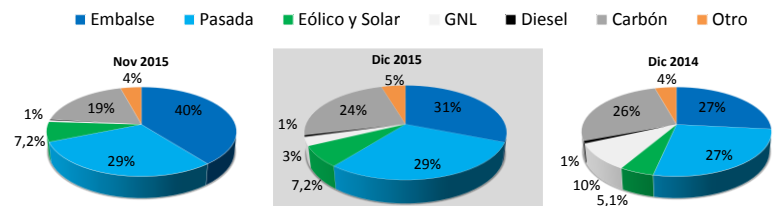


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

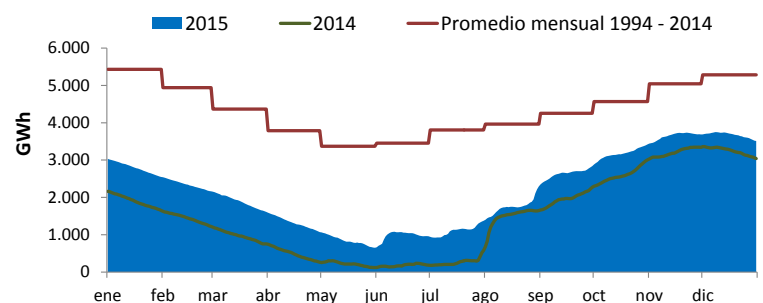


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC)

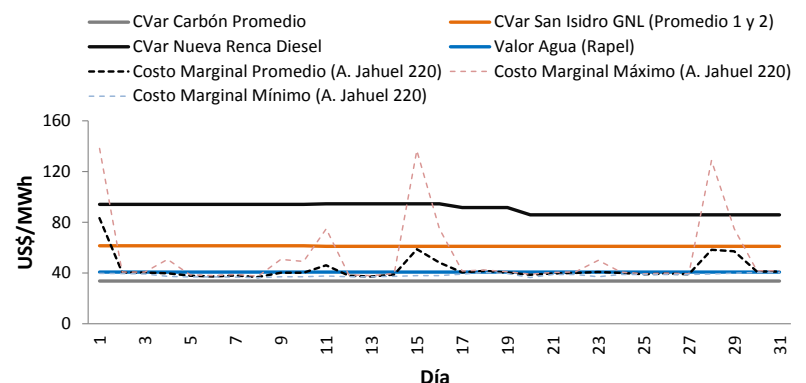


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre (Fuente: CDEC-SIC)

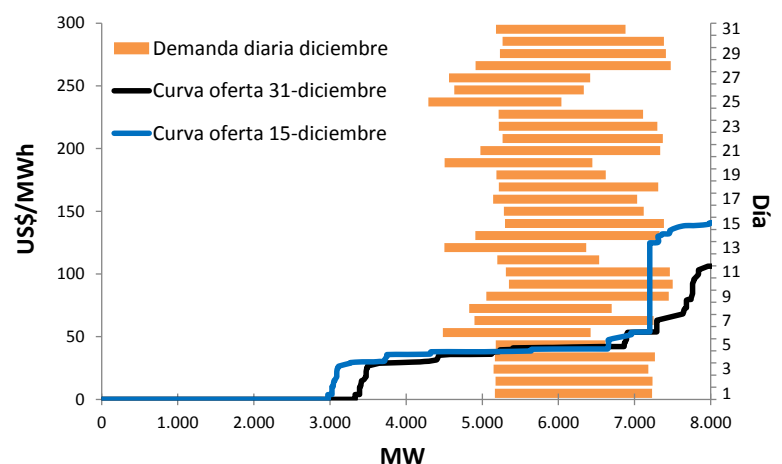


Figura 4: Demanda diaria durante diciembre y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En esta proyección de costos marginales se consideró el último pronóstico de deshielo publicado por el CDEC-SIC para el año 2016. De acuerdo a la última información publicada se considera a la central San Isidro con capacidad de generación limitada durante el periodo enero-abril de 2016. Para la central Nueva Renca, de AES Gener, se ha considerado el contrato de abastecimiento con ENAP entre mayo y julio de 2016. Nehuencho se considera con disponibilidad de GNL limitada desde enero a junio de 2016. Adicionalmente, se han considerado los mantenimientos de las unidades del SIC durante el 2016 según lo establecido en el último programa de mantenimiento mayor.

Es importante mencionar que dadas las posibles modificaciones al plan de obras de generación y transmisión considerado, junto a la postergación de los mantenimientos informados por el CDEC-SIC y los efectos climáticos asociados al fenómeno del Niño, no es posible garantizar que los supuestos anteriores ocurran exactamente como se han modelado, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto a los costos reales.

Tabla 1: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep (Fuente: Systep)

Supuestos SIC		Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL
Crecimiento	2016		3,0%
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		80,3
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		64,3
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	San Isidro 6,0 Nehuencho 0,0 Nueva Renca 6,0	San Isidro 12,0 Nehuencho 0,0 Nueva Renca 12,0
	Disponibilidad GNL	San Isidro (Ene16-Abr16) (1) San Isidro (May16-Oct16) San Isidro (Nov16-Dic16) (2) Nueva Renca (May16-Jul16) Nehuencho (Ene16-Jul16) Nehuencho (Ago16-Oct16) Nehuencho (Nov16-Dic16)	Limitada Completa Limitada Limitada Limitada Limitada Limitada

(1): Disponibilidad disminuye a 97% y 99% durante Julio y Agosto respectivamente
(2): Contrato de abastecimiento de GNL con ENAP.

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. %
Ene-2016 a Dic-2016	44,37	15,75	52,47	21,59

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 1.351 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 940 MW son solares, 298 MW eólicos, 109 MW hídricos, y 5 MW de cogeneración. Cabe destacar que parte importante de los proyectos de generación han adelantado su fecha de entrada en uno o dos meses con respecto a las fechas informadas en el mes anterior.

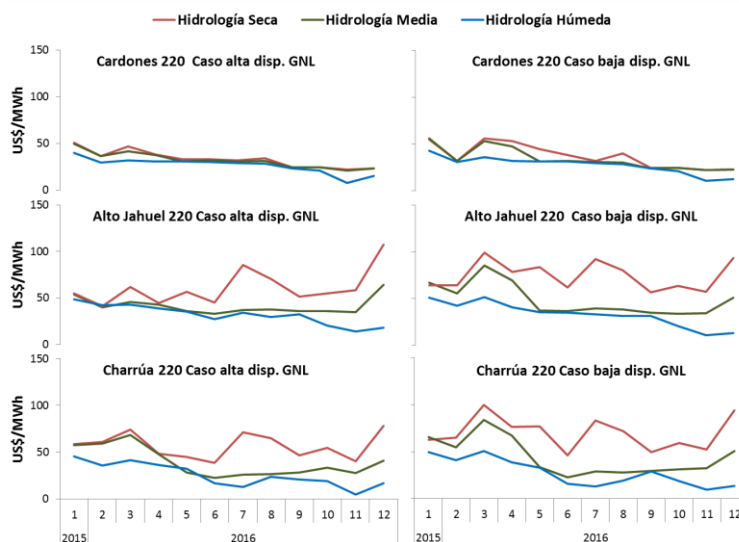


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

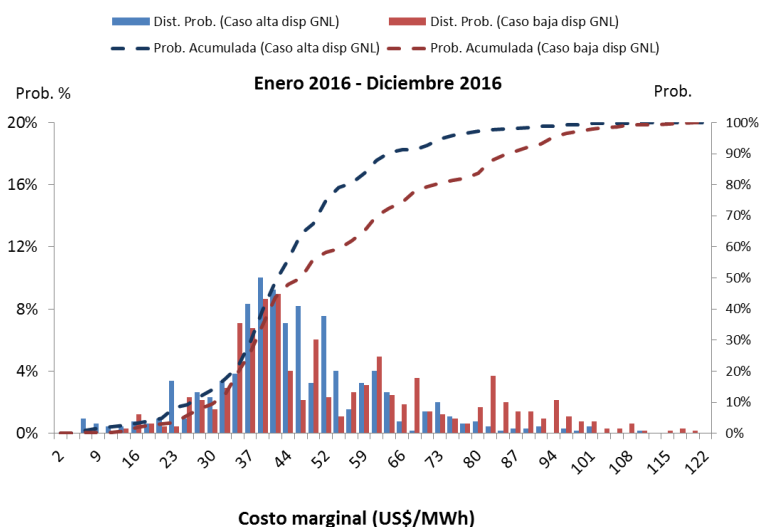


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

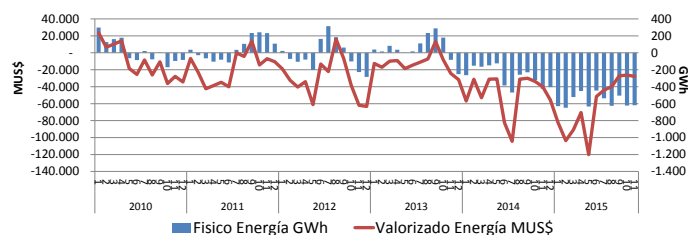
Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

En diciembre, Endesa mostró un aumento de su generación a carbón debido mayor participación de su unidad Bocamina II. Por su parte AES Gener aumentó su generación a carbón y GNL. Mientras que Guacolda aumentó su participación a carbón por la mayor generación de su unidad 5 y el término del mantenimiento de la unidad 2. Finalmente, Colbún y Pehuenche disminuyeron su generación hidráulica respecto al mes anterior.

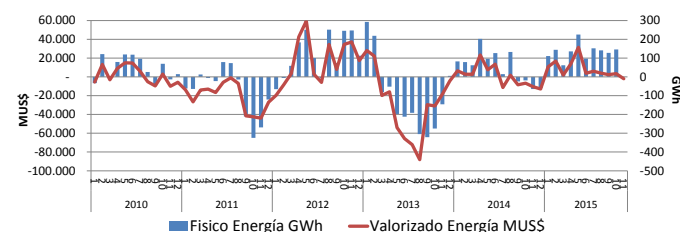
Endesa

Generación por fuente GWh				Costos Variables prom. Dic 2015 (US\$/MWh)	
	Nov 2015	Dic 2015	Dic 2014		
Pasada	296	282	278	Bocamina (prom. I y II)	37,8
Embalse	789	646	539	San Isidro GNL (prom. I y II)	61,1
Gas	0	0	0	Taltal Diesel	244,3
GNL	22	18	342	Transferencias de Energía Nov 2015	
Carbón	32	162	0	Total Generación (GWh)	1.155
Diésel	0	2	2	Total Retiros (GWh)	1.773
Eólico	16	15	15	Transf. Físicas (GWh)	-618,0
Total	1.155	1.125	1.177	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-27,8



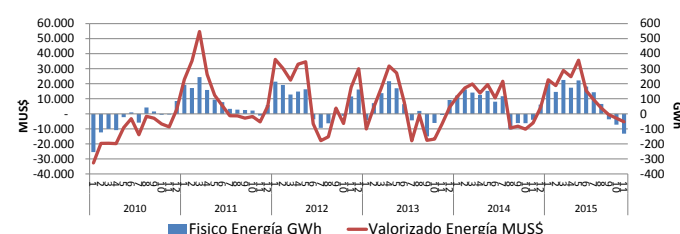
Colbún

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Dic 2015 (US\$/MWh)	
	Nov 2015	Dic 2015	Dic 2014		
Pasada	263	232	231	Santa María	29,4
Embalse	558	476	422	Nehuenko GNL (prom. I y II)	0,00
Gas	0	0	0	Nehuenko Diesel (prom. I y II)	107,2
GNL	2	13	16	Transferencias de Energía Nov 2015	
Carbón	28	7	258	Total Generación (GWh)	851
Diésel	0	0	2	Total Retiros (GWh)	851
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-1
Total	851	728	929	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-2,0



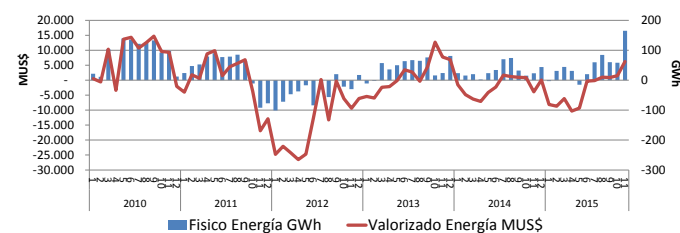
AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

Generación por fuente GWh				Costos Variables prom. Dic 2015 (US\$/MWh)	
	Nov 2015	Dic 2015	Dic 2014		
Pasada	115	155	144	Ventanas prom. (prom. I y II)	36,9
Embalse	0	0	0	N. Ventanas y Campiche	36,0
Gas	0	0	0	Nueva Renca GNL	80,6
GNL	0	105	84	Transferencias de Energía Nov 2015	
Carbón	386	525	533	Total Generación (GWh)	503
Diésel	1	1	0	Total Retiros (GWh)	635
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-132,0
Otro	1	1	4	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-5,3
Total	503	786	765		



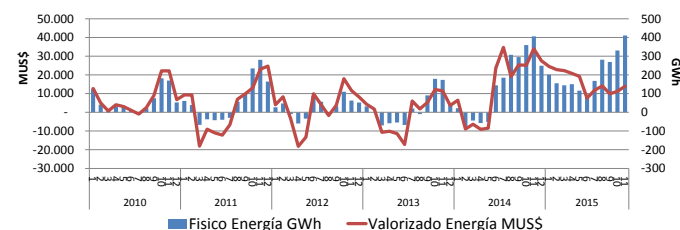
Guacolda

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Dic 2015 (US\$/MWh)	
	Nov 2015	Dic 2015	Dic 2014		
Pasada	0	0	0	Guacolda I y II	30,3
Embalse	0	0	0	Guacolda III	28,9
Gas	0	0	0	Guacolda IV	29,9
GNL	0	0	0	Transferencias de Energía Nov 2015	
Carbón	376	411	398	Total Generación (GWh)	376
Diésel	0	0	0	Total Retiros (GWh)	211
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	165,2
Total	376	411	398	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6,2



Pehuenche

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Dic 2015 (US\$/MWh)	
	Nov 2015	Dic 2015	Dic 2014		
Pasada	77	90	89	Sólo centrales hidráulicas	
Embalse	365	300	235	Transferencias de Energía Nov 2015	
Gas	0	0	0	Total Generación (GWh)	442
GNL	0	0	0	Total Retiros (GWh)	31
Carbón	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	411
Diésel	0	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	13,9
Eólico	0	0	0		
Total	442	390	324		



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de diciembre presentó un aumento de la generación a carbón de un 4%, mientras que la generación GNL se mantuvo en 12%, ambos respecto al mes anterior. Cabe destacar la disminución de la participación diesel en el SING, la cual varió de un 6% en noviembre a un 2% en diciembre de este año (ver Figura 7).

Durante diciembre estuvo en mantenimiento mayor la unidad Chapiquiña (hidroeléctrica 10,2 MW) de E-CL.

El precio del GNL declarado por la unidad Tocopilla de E-CL fue de 4,4 US\$/MMBtu promedio en diciembre. De este modo, el costo variable del GNL de E-CL se ubicó levemente por sobre los costos variables promedio del carbón (ver Figura 8). Por otra parte, la unidad CTM3 de propiedad de E-CL pero arrendada por AES Gener operó con un costo declarado de GNL de 10,6 US\$/MMBtu.

Los costos marginales de diciembre en demanda baja fueron marcados por el carbón, mientras que en demanda alta las tecnologías marginales fueron diesel y GNL (ver Figura 8).

El promedio mensual del costo marginal de octubre en la barra Crucero 220 fue de 50,2 US\$/MWh, lo cual representa una disminución del 31,7% respecto del mes de noviembre (73,6 US\$/MWh), y una disminución de un 2% respecto a diciembre de 2014 (51,5 US\$/MWh).

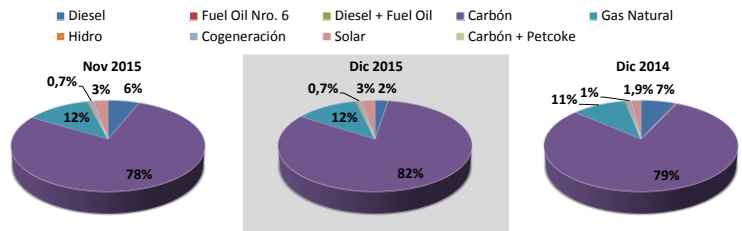


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

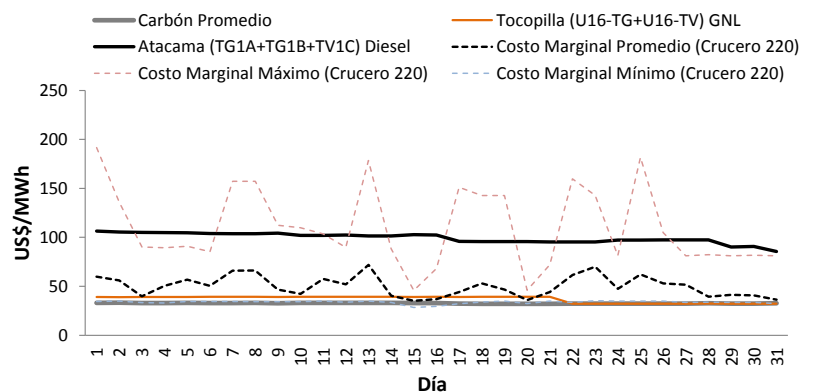


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de diciembre (Fuente: CDEC-SING)

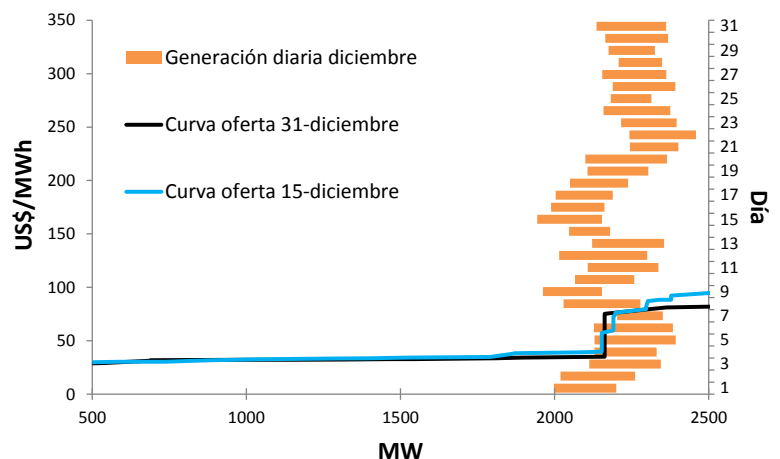


Figura 9: Generación diaria durante diciembre y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Conforme a la última información publicada por el CDEC-SING y lo informado por los grandes consumidores del SING, durante el año 2015 se observó un crecimiento de la demanda de un 7% que resultó inferior a lo proyectado al mes de diciembre de 2014 (16,5%). Asimismo, el CDEC-SING proyecta para este año un crecimiento de la demanda de un 14%. Sin embargo, considerando el escenario actual de desaceleración de la actividad minera en el país que ha involucrado anuncios de paralización de algunas faenas y la reducción de la producción de otras, no es posible garantizar que las proyecciones de demanda se mantengan en el corto plazo.

A raíz de la incertidumbre asociada a la estimación de demanda en el SING, Systep ha considerado 3 escenarios distintos de demanda para esta proyección de costos. A partir de la proyección de la demanda base, que considera las expectativas informadas por los grandes clientes, se derivan dos casos comparativos: baja demanda y alta demanda.

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

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2016	1,2%	6,6%	11,9%
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl		72,5	
	Carbón US\$/Ton		Mejillones 64,0	
			Angamos 67,6	
			Tocopilla 63,7	
			Andina 55,2	
			Hornitos 62,4	
			Norgener 62,1	
			Tarapacá 70,0	
Disponibilidad GNL	GNL US\$/MMBtu (CIF)		Mejillones, Tocopilla	
			3,6-12	
Disponibilidad GNL	U16		Limitada	
	CTM3		Sin GNL	
	Otros		Sin GNL	

Nota: La central Salta no es considerada en esta proyección

Respecto a los proyectos de generación, dentro de los próximos 12 meses se espera la entrada de 450 MW solares y 1.072 MW térmicos. Además de la entrada de la central Cochrane I (carbón, 266 MW) en enero de 2016, mientras que en mayo del mismo año entrarían Cochrane II (carbón, 266 MW) y Kelar (CC-GNL, 540 MW).

Considerado el escenario de demanda base, se proyecta un costo marginal promedio en la ventana de 12 meses de 36,9 US\$/MWh. Para los escenarios de baja demanda y alta demanda los costos proyectados alcanzan los valores de 35,8 US\$/MWh y 38,6 US\$/MWh respectivamente. Lo anterior indica que los proyectos de generación previstos para el año 2016 serían suficientes para mantener costos marginales en torno a los 37 US\$/MWh incluso en un escenario de alta demanda.

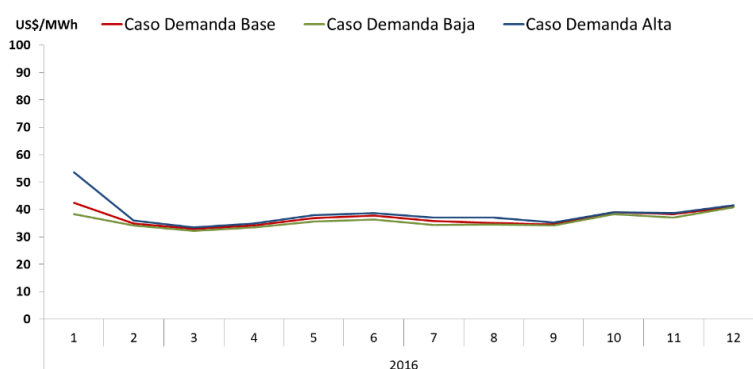


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

Dado el impacto de los mantenimientos programados de las unidades generadoras sobre los costos marginales, se consideró en la proyección la última actualización del programa de mantenimiento mayor publicado por el CDEC-SING para el año 2016.

Respecto a las unidades térmicas en base a GNL, se actualizó la disponibilidad de GNL de acuerdo a la información declarada por las empresas. En particular para la unidad U16, la disponibilidad de GNL se actualizó conforme a lo declarado para el mes de diciembre de 2015 conforme a lo publicado por el CDEC-SING.

Finalmente, es importante mencionar que los resultados aquí expuestos corresponden a la simulación del despacho económico de carga del SING, en donde el costo marginal corresponde al costo variable de la unidad más cara en operación. En la proyección no se considera la aplicación de toda la normativa legal vigente: Procedimiento de Cálculo del Costo Marginal (CDEC-SING), Resoluciones Ministeriales y otros. Por tanto, los costos marginales proyectados podrían sobrestimar los costos marginales finalmente utilizados en las transferencias de energía en el CDEC.

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

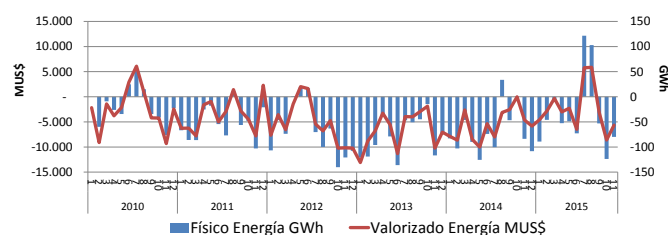
En el mes de diciembre, E-CL aumentó su participación a carbón principalmente debido a su unidad U14. AES Gener aumentó la generación en base a GNL y diésel. Mientras que Celta continuó con su generación en base a carbón. Finalmente, GasAtacama redujo su operación diesel este mes.

E-CL (incluye Hornitos y Andina)

Generación por Fuente (GWh)			
	Nov 2015	Dic 2015	Dic 2014
Diesel	3	2	1
Fuel Oil Nro. 6	0	0	4
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	620	700	607
Gas Natural	124	123	138
Hidro	4	4	4
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	751	830	755

Costos Variables prom. Dic 2015 (US\$/MWh)	
Andina Carbón	31,1
Mejillones Carbón	31,4
Tocopilla GNL	36,9

Transferencias de Energía Nov 2015	
Total Generación (GWh)	751
Total Retiros (GWh)	831
Transf. Físicas (GWh)	-79,8
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-5.648

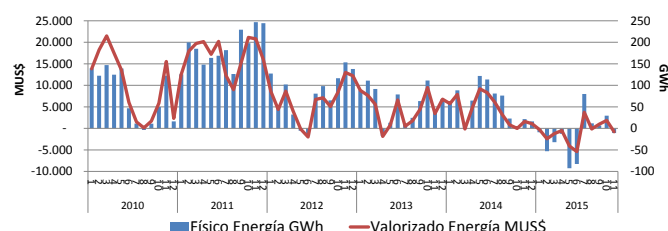


AES Gener (incluye Angamos)

Generación por Fuente (GWh)			
	Nov 2015	Dic 2015	Dic 2014
Diesel	0	0	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	524	541	550
Gas Natural	56	67	6
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	580	608	555

Costos Variables prom. Dic 2015 (US\$/MWh)	
Angamos (prom. 1 y 2)	35,6
Norgener (prom. 1 y 2)	28,2
Mejillones GNL (CTM3 AES Gener)	85,6

Transferencias de Energía Nov 2015	
Total Generación (GWh)	580
Total Retiros (GWh)	591
Transf. Físicas (GWh)	-10,8
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-772

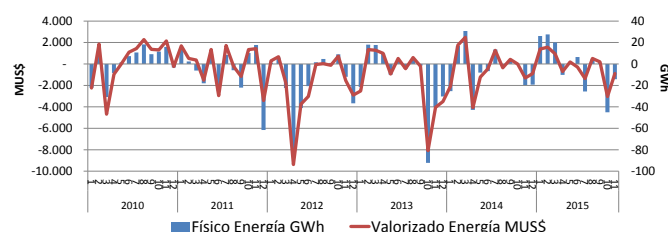


Celta

Generación por Fuente (GWh)			
	Nov 2015	Dic 2015	Dic 2014
Diesel	0,7	0,8	0,3
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	71	76	79
Gas Natural	0	0	0
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	72	77	79

Costos Variables prom. Dic 2015 (US\$/MWh)	
Tarapacá Carbón	31,9

Transferencias de Energía Nov 2015	
Total Generación (GWh)	72
Total Retiros (GWh)	86
Transf. Físicas (GWh)	-14,2
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-891

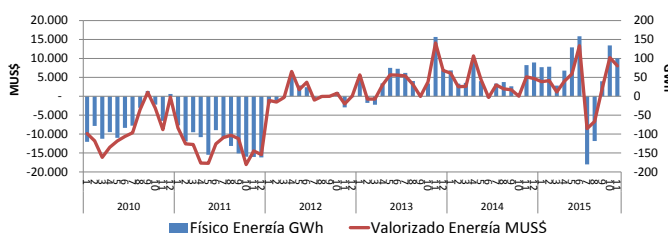


GasAtacama

Generación por Fuente (GWh)			
	Nov 2015	Dic 2015	Dic 2014
Diesel	88	36	102
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	13	5	19
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	101	41	121

Costos Variables prom. Dic 2015 (US\$/MWh)	
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	99,3

Transferencias de Energía Nov 2015	
Total Generación (GWh)	101,2
Total Retiros (GWh)	1,0
Transf. Físicas (GWh)	100,2
Transf. Valorizadas (MUS\$)	8.029



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a diciembre de 2015, es de 81,6 US\$/MWh para el SIC y 82,3 US\$/MWh para el SING, referidos a barra de suministro (ver Tabla 4).

En la Tabla 5 se muestran los precios de licitación promedios por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes. Se observa que actualmente Chilectra accede a menores precios y, en contraste, actualmente 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 septiembre de 2015.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de noviembre de 2015, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.625 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 206 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante noviembre fue igual a 595 GWh, es decir, superó en un 189% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de noviembre, la mayor parte fue generada por centrales eólicas (36%), seguidas por centrales hidráulicas (23%) y solar (27%). Finalmente, la menor generación fue de centrales de biomasa con un 13% 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 noviembre, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	78,7	18.006
COLBÚN	82,3	6.932
AES GENER	79,4	5.529
GUACOLDA	68,9	900
CAMPANARIO	112,0	990
M. REDONDO	106,7	303
D. ALMAGRO	109,4	220
PUYEHUE	95,8	165
PANGUIPULLI	122,1	561
PUNTILLA	112,9	83
Precio Medio de Licitación SIC	81,6	
SING		
E-CL	82,3	2.365
Precio Medio de Licitación SING	82,3	

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	68,2	13.579
Chilquinta	90,8	3.468
EMEL	77,2	2.544
CGED	104,2	9.205
SAESA	72,2	4.892
Precio Medio de Licitación SIC	81,6	
SING		
EMEL-SING	82,3	2.365
Precio Medio de Licitación SING	82,3	

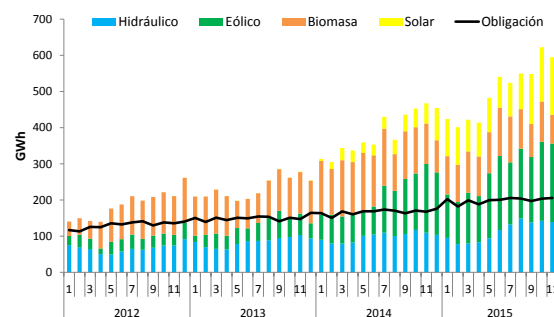


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

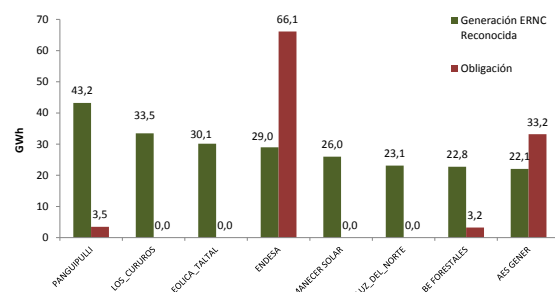


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, noviembre de 2015 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Franquicia tributaria, ley de concesiones y cambio de giro ENAP	Regulación de la distribución de gas de red	Equidad tarifaria y reconocimiento a comunas generadoras	Nueva ley de transmisión y organismo coordinador (CDEC)
En trámite de aprobación presidencial se encuentra el proyecto de ley que busca: ampliar franquicias tributarias relativas a sistemas solares térmicos; modificar la Ley de Concesiones dando la posibilidad de caución cautelar en juicios posesorios para proyectos ERNC; y ampliar el giro de ENAP a generación eléctrica (ver más) .	En segundo trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que "Modifica la ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica". Este proyecto de ley busca modernizar la actual ley para enfrentar las nuevas exigencias regulatorias y corregir los vacíos de la legislación vigente (ver más) .	En primer trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que "Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, para introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas". El 23 de diciembre de 2015 se publicó el segundo informe de la comisión de Minería y Energía, pasando a la Comisión de Hacienda. (ver más) .	En primer trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que busca crear un nuevo coordinador del sistema que remplace a los actuales CDEC's y modificar las metodologías actuales de tarificación del sistema de transmisión. El 14 de Enero se publicó el primer informe de la Comisión de Hacienda. (ver más) .

[Gobierno abre mayor licitación eléctrica \(ver más\)](#)

La Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió una resolución exenta con la que dio inicio al proceso de licitación de suministro para clientes regulados, en lo que será la mayor subasta desde que se originó el sistema en 2006.

[Ministro inauguró primera hidroeléctrica de 2016 en Región de O'Higgins \(ver más\)](#)

Se trata de la central de pasada El Paso, de Hydro Chile, que significó una inversión de US\$250 millones, con una capacidad instalada de 60 MW, utilizando los recursos del río De Las Damas.

[Endesa cifra en US\\$3,8 millones pérdidas por protesta que impidió operación de Bocamina \(ver más\)](#)

Por orden judicial se cortó la transmisión eléctrica por 9 días para evitar el riesgo a los huelguistas.

[En Copiapó se inauguró línea de transmisión Cardones – Diego de Almagro \(ver más\)](#)

El proyecto, en operación desde noviembre de 2015 y desarrollado por Eletrans (Consorcio entre Saesa y Chilquinta), busca entregar mayor robustez al sistema eléctrico.

[Comité de ministros mantiene resolución favorable para construcción de hidroeléctrica en Río Cuervo \(ver más\)](#)

Los seis ministros se reunieron cerca de dos horas para analizar los 11 recursos de reclamación contra el proyecto, acogiendo algunos y poniendo condiciones al proyecto para mantener la Resolución de Calificación Ambiental.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 7.789 MW, con una inversión de MMUS\$ 15.243. En el último mes se aprobaron tres proyectos solares que suman 266 MW, además del proyecto hidroeléctrico Chupallar (19 MW) y el Parque Eólico El Arbol (9,9 MW). También ingresaron a evaluación ambiental siete nuevos proyectos que totalizan 826 MW, entre ellas la Central Nueva Era de ENAP (510 MW, GNL).

En el SING, los proyectos en calificación suman 2.469 MW, con una inversión de MMUS\$ 4.154 mientras que los proyectos aprobados totalizan 12.856 MW con una inversión de MMUS\$ 32.872. En el último mes ingresó al sistema de evaluación el proyecto Fotovoltaico Los Manolos de 79,5 MW.

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	1.376	2.817	5.760	11.882
Hidráulica	988	2.103	3.127	5.065
Solar	2.976	7.422	5.430	13.620
Gas Natural	1.833	2.338	957	617
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	487	266	1.765	5.528
Biomasa/Biogás	80	215	396	789
Carbón	50	82	5.236	10.031
TOTAL	7.789	15.243	22.741	47.862

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	1.179	2.854	6.940	22.908
GNL	1.290	1.300	1.300	1.158
Eólico	0	0	2.074	4.099
Carbón	0	0	1.770	3.500
Diesel	0	0	207	340
Fuel-Oil Nº 6	0	0	216	302
Geotérmica	0	0	50	180
Hidráulica	0	0	300	385
TOTAL	2.469	4.154	12.856	32.872

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

enero2016



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

Iván Chaparro U. | Líder 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.