

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Diciembre 2015

[Volumen 8, número 12]

Contenido

Editorial	2
SIC	4
Análisis de operación del SIC	4
Proyección de costos marginales System	5
Análisis por empresa	6
SING	7
Análisis de operación del SING	7
Proyección de costos marginales System	8
Análisis por empresa	9
Suministro a clientes regulados	10
Energías Renovables No-Convencionales	10
Monitoreo regulatorio y hechos relevantes	11
Proyectos en SEIA	11

Los efectos de las ERNC en la operación del sistema al 2030

La creciente baja en los costos de inversión de los proyectos solares y eólicos, el interés estratégico en apoyar tecnologías renovables mostrado por el gobierno en la Hoja de Ruta 2050 y la aceptación de la ciudadanía a dichas tecnologías anticipan la instalación de volúmenes importantes de estas energías en el largo plazo. En este contexto resulta relevante analizar y conocer los efectos de esa creciente penetración ERNC en el sistema eléctrico chileno, considerando las restricciones tecnológicas involucradas (entre ellas los mínimos técnicos y tiempos mínimos de partida y detención).

En 2013, año en que se conectó la primera central solar al SIC y se promulgó la ley ERNC 2025, Systep decidió crear una herramienta que complementara a los modelos hidrotérmicos de largo plazo y permitiera responder a las interrogantes que traería la entrada progresiva de ERNC.

Después de dos años de trabajo el modelo HELO (Hourly Electric Operation) está en su fase final de desarrollo. Este modelo simula la operación horaria del sistema considerando mínimos técnicos, tiempos mínimos de partida y detención, rampas de toma y desprendimiento de carga de las centrales de carbón y GNL y la posibilidad de incorporar restricciones de reserva en giro. HELO recoge las características hidrotérmicas del sistema a partir de los datos del uso del agua de un modelo de despacho hidrotérmico como el OSE2000.

Utilizando este modelo, Systep presenta un análisis de los efectos sistémicos SIC-SING al 2030, proyectado bajo tres escenarios hidrológicos¹. El caso en estudio considera una penetración ERNC conservadora, en donde la cantidad que se instalaría al 2030 es sólo la que se requeriría según la ley 2025, es decir, un 20% de la demanda total anual. Este porcentaje estaría compuesto por un mix representativo de tecnologías no convencionales ilustradas en la Figura 1.

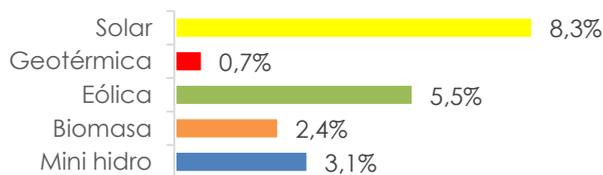


Figura 1: Porcentaje de la demanda proyectada al 2030 satisfecha según tipo de tecnología ERNC

Si en 2014 el costo marginal promedio en las horas de día (de 8:00 a 17:59hrs) fue 18% más alto que en las horas de noche (18:00 a 7:59hrs), bajo el escenario proyectado, en 2030 el costo marginal promedio en las horas de día es entre un 6% y un 16% más bajo que en las horas de noche, según se observa en la Figura 2. Esto se debe a que durante el día, la cantidad de energía

renovable no convencional alcanza a desplazar centrales diésel o GNL (ver mes julio húmedo en Figura 3).

No obstante, existen meses en los que los costos marginales de día son mayores, ya que la cantidad de energía renovable y térmica barata no es suficiente para desplazar completamente la generación térmica de mayor costo (ver mes abril seco en Figura 3).

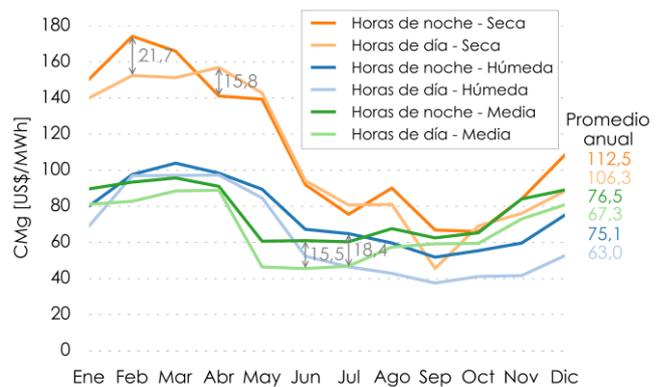


Figura 2: Costos marginales mensuales promedio en horas de día y de noche por hidrología al año 2030 proyectado

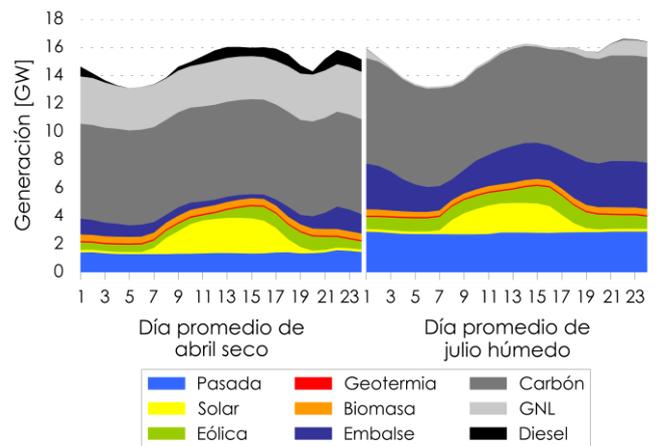


Figura 3: Generación del día promedio del mes, por tipo de tecnología

En la Figura 4 se presenta el número de veces en que cada una de las principales centrales GNL se apaga y se enciende para una hidrología media. Ese fenómeno no es usual en los meses de enero a abril. Esto se debe a que en estos meses con baja disponibilidad de energía hidráulica, el factor de planta de las centrales GNL es alto (entre un 60% y un 90%), reduciendo la necesidad de apagarlas y encenderlas. Sin embargo en los meses con mayor disponibilidad hídrica, el GNL es desplazado por generación más barata, y pasa a ser utilizado sólo en las horas de mayor demanda y menor energía ERNC. En estos meses algunas centrales (ej. Kelar o U16) podrían llegar a tener un apagado y encendido diario.

¹ Seco, medio y húmedo, correspondientes al 10%, 50% y 90% de excedencia respectivamente.

Centrales GNL	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
CTM3	11	5	5	2	12	4	2	12	16	20	21	8
El Campesino	7	5	4	4	2	3	1	1	3	22	10	6
Kelar	6	3	7	0	31	32	31	31	27	31	20	6
Nehuenco 1	19	8	7	4	12	15	15	22	18	20	30	14
Nehuenco 2	13	4	6	0	12	9	11	17	17	22	25	9
San Isidro 1	12	20	18	7	0	0	0	0	0	5	16	12
San Isidro 2	6	4	6	1	16	18	17	13	16	30	27	7
U16	7	3	7	3	28	26	26	36	29	28	29	11

Figura 4: Número de eventos en que las centrales a gas se apagan y se encienden en 2030, en hidrología media

En la Figura 5 se muestra el porcentaje promedio de tiempo de cada mes en que las centrales a carbón de distintos rangos de costo variable operan a mínimo técnico. En los meses de baja disponibilidad de recurso hídrico, el porcentaje de operación a mínimo técnico permanecería en torno a 0%, ya que el carbón se requiere en todas las horas del día. Sin embargo en los meses en que la energía hidráulica satisface gran parte de la demanda base, las centrales del rango alto de costos variables (43,3 a 50,0 US\$/MWh) en promedio operan a mínimo técnico entre 18% y 34% del tiempo, lo que equivale a 130 y 250 horas mensuales respectivamente.

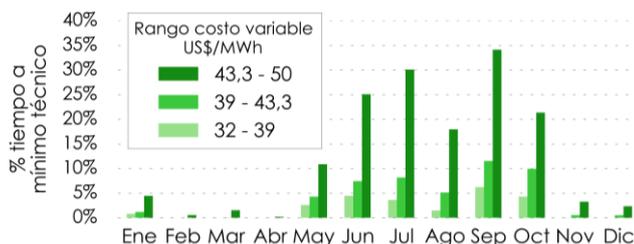


Figura 5: Porcentaje de tiempo del mes en operación a mínimo técnico según rango de costo variable de centrales a carbón en US\$/MWh, en el promedio de las hidrologías

Por otro lado, es de interés analizar el comportamiento de las tecnologías que sustituyen a la ERNC en distintas horas del día. En la Figura 6 se muestra qué tecnologías aumentan o disminuyen su generación en distintos periodos para mantener el equilibrio entre oferta y demanda. Para incorporar los cambios de demanda en la figura, se la representó con signos negativos. Por ejemplo, entre 6:30 y 8:30 hrs hay una reducción de la "generación de demanda" de 625 MW, que implica un aumento de ese valor de la demanda en ese periodo.

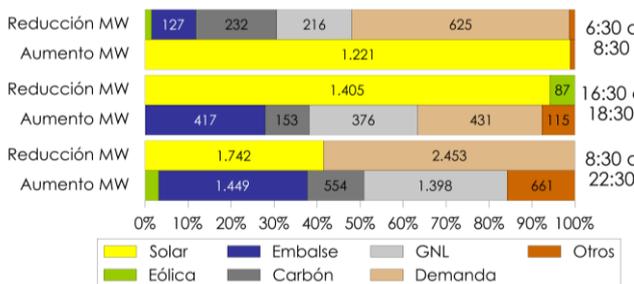


Figura 6: Reducción y aumento de potencia por tecnología en distintos periodos del día promedio del año y de las hidrologías.

El alza en la potencia solar en la mañana (de 6:30 a 8:30), es absorbida en un 51% por la demanda, seguida por una disminución de la generación a carbón, GNL y de embalse (19%, 17% y 10% respectivamente). En la tarde (de 16:30 a 18:30), la baja de energía solar y eólica es amortiguada por una baja en la demanda (29%), seguida por un alza en la generación de embalses y GNL (28% y 25% respectivamente). Ahora bien, al comparar una hora de baja demanda y alta ERNC (8:30) con otra de alta demanda y baja ERNC (22:30), se observa que se requieren 4.195 MW adicionales, los cuales son generados en su mayoría por embalses y GNL (35% y 33% respectivamente).

Al 2030 habría máximos de generación solar y eólica de hasta 3.300 MW desde la barra Pan de Azúcar 500 kV al norte. Considerando esa cifra, los flujos en las líneas de 500 kV entre Polpaico y Cardones podrían llegar hasta los 1.900 MW en meses de baja hidroelectricidad, como se observa en la Figura 7, lo que equivale a un 126% de su capacidad total con criterio N-1. En los meses de alta generación hidro, esa cifra baja a un 76%.

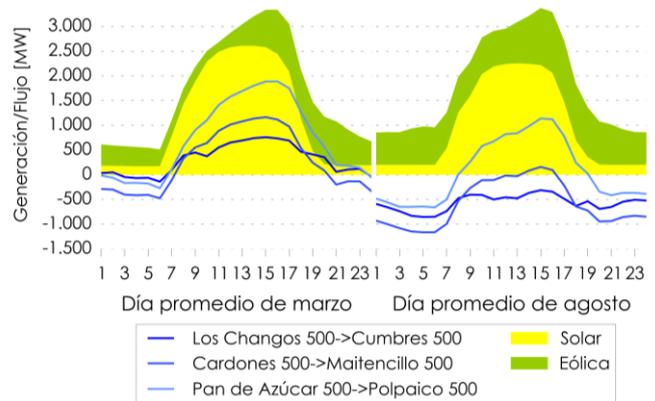


Figura 7: Generación eólica y solar en el SIC norte y los flujos por las principales líneas en esa zona, en el promedio de las hidrologías

Los impactos de la energía renovable en el sistema eléctrico en el largo plazo se presentan en varias dimensiones: Los costos marginales tendrían diferencias de entre un 6% y un 16% entre el día y la noche; se requerirá un respaldo en las horas en que exista menor generación no convencional, que los embalses y el GNL asumirían en mayor medida; algunas centrales térmicas GNL se verán expuestas a altas tasas de encendido y apagado; otras térmicas a carbón a largos tiempos de operación a mínimo técnico; y el proyecto Polpaico - Cardones 500kV deberá ser expandido o las centrales que se instalen en el SIC norte deberán incluir un EDAG para dar plena cabida a la ERNC que se instale en esa zona.

Finalmente se puede señalar que el nivel que establece la ley ERNC 2025 no presentaría mayores problemas operativos. Pero si estimamos que esta cuota es un "piso" para estas tecnologías, resta por responder cuánto es el máximo que puede soportar el sistema y cuáles serían sus efectos. En cualquier escenario, los embalses serán de vital importancia para complementar la energía intermitente y contribuir a la meta propuesta de 70% de renovables al 2050.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de noviembre la operación del SIC se caracterizó por una participación hidráulica de un 69%, lo cual es un 13% mayor respecto al mes anterior. Mientras que la participación a carbón cayó en un 8% respecto al mismo mes (ver Figura 8). Por otra parte, la participación GNL y diésel fue prácticamente nula este mes debido a los bajos costos marginales y a una menor disponibilidad de GNL.

Durante el mes de noviembre estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Santa María (370 MW, carbón), Los Pinos (92 MW, diésel), Viñales (41 MW, biomasa), Guacolda 2 (150 MW, carbón), Rapel 2 (76 MW, hidráulica), entre otras.

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 74% del promedio mensual histórico (ver Figura 9). En lo que va del año hidrológico 2015/2016 (desde abril a noviembre), el nivel de excedencia observado es igual a 77%, es decir, se ubica entre el 23% de las hidrológicas más secas observadas a igual fecha.

Durante noviembre la central San Isidro II operó esporádicamente a un precio promedio declarado de 6,55 US\$/MMBtu, mientras que San Isidro I no operó. La unidad I de Nehuenco operó un día del mes con GNL y costo variable nulo, mientras que la unidad II no operó. En tanto, la central Nueva Renca tampoco operó durante noviembre.

Por otra parte, los costos marginales continúan bajos en el SIC, durante noviembre éstos estuvieron determinados principalmente por centrales a carbón (ver Figura 10). El costo marginal del SIC en la barra Alto Jahuel 220 promedió 37,5 US\$/MWh, lo cual es un 58,5% menor respecto al mes de noviembre de 2014 (90,4 US\$/MWh), y 4,5% menor respecto a octubre de 2015 (35,8 US\$/MWh).

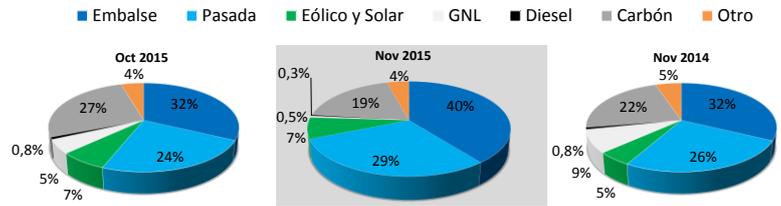


Figura 8: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

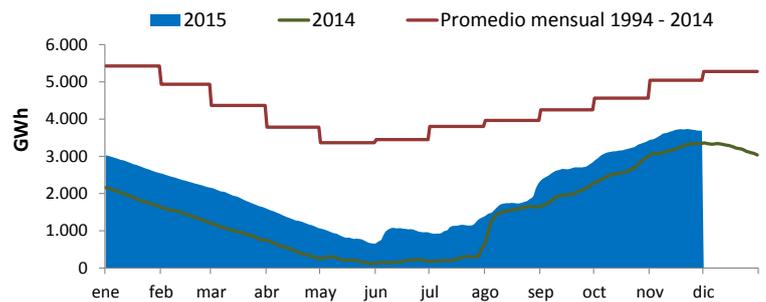


Figura 9: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC)

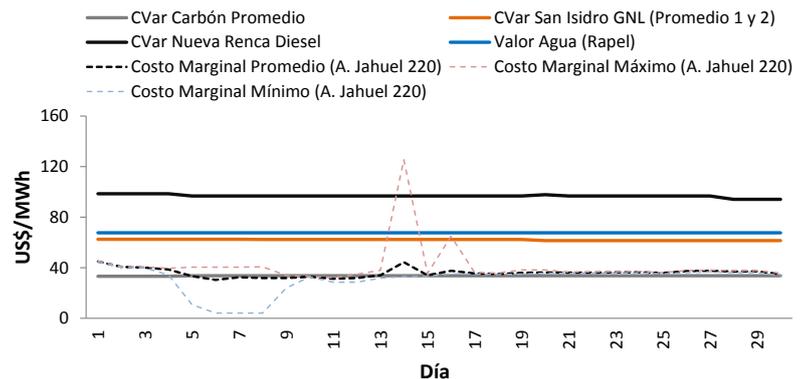


Figura 10: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de noviembre (Fuente: CDEC-SIC)

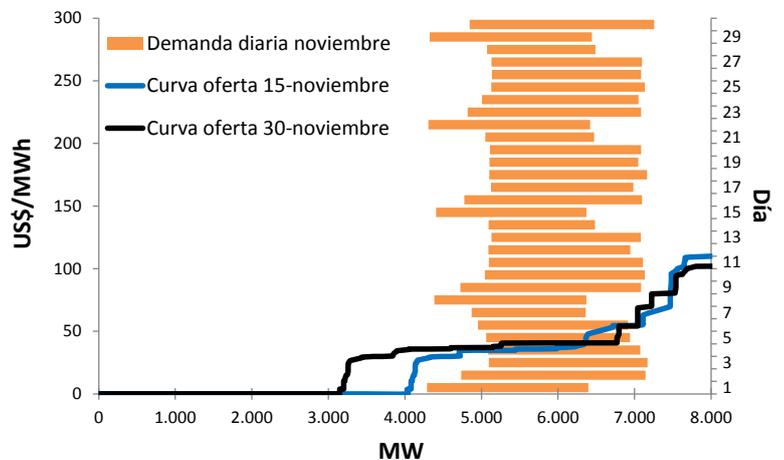


Figura 11: Demanda diaria durante noviembre y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Para la proyección de costos marginales se ha considerado el último pronóstico de deshielo publicado por el CDEC-SIC para el periodo 2015-2016. Conforme a la última actualización de disponibilidad de GNL, se considera a la central San Isidro sin capacidad de generación durante diciembre 2015 y completa a partir de enero 2016. La central Nueva Renca de AES Gener se mantiene arrendada por Endesa en el corto plazo, mientras que en largo plazo se ha considerado el contrato de abastecimiento con ENAP que garantizará la disponibilidad completa de esta central entre mayo y junio de 2016. Para Nehuenco se considera una disponibilidad de GNL limitada desde enero a junio de 2016. Por otra parte, la puesta en servicio del segundo transformador de 500/220 kV en Ancoa es considerado en octubre del 2016.

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 demanda	2015	2,0%	
	2016	3,0%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		79,4
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		69,1
	GNL	San Isidro	6,0 12,0
	US\$/MMBtu (CIF)	Nehuenco	0,0 0,0
Disponibilidad GNL	Nueva Renca		6,0 12,0
	San Isidro (Dic15)		0 0
	San Isidro (Ene16 - Nov16)		Completa Completa
	Nehuenco (Dic15)		0 0
	Nehuenco (Ene16 - Jun16)		Limitada Limitada
	Nehuenco (Jul16 - Nov16)		0 0
(1) Nueva Renca (Dic15)		Limitada Limitada	
Nueva Renca (Ene15 - Abr15)		0 0	
(2) Nueva Renca (May16 - Jul16)		Completa Limitada	
Nueva Renca (Ago15 - Nov15)		0 0	

(1): Contrato de arriendo de central Nueva Renca con Endesa.
 (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. %
Dic-2015	36,88	2,59	38,01	2,54
Ene-2016 a Nov-2016	44,38	14,54	48,62	16,47

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 1.708 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 1.374 MW son solares, 112 MW eólicos, 167 MW hídricos, y 55 MW de cogeneración. Además para este periodo de proyección está considerado el ingreso de la central a carbón Guacolda V. Cabe destacar que parte importante de las centrales proyectadas para diciembre 2015 por el CDEC-SIC han sido reiteradamente postergadas en su fecha de entrada en los últimos meses.

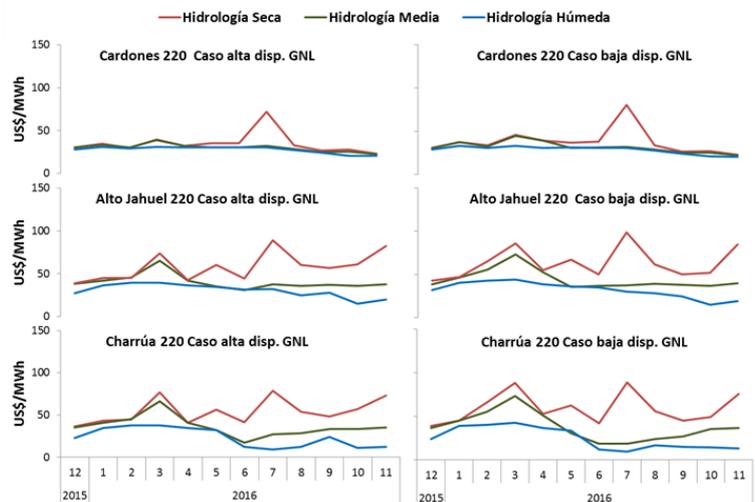


Figura 12: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

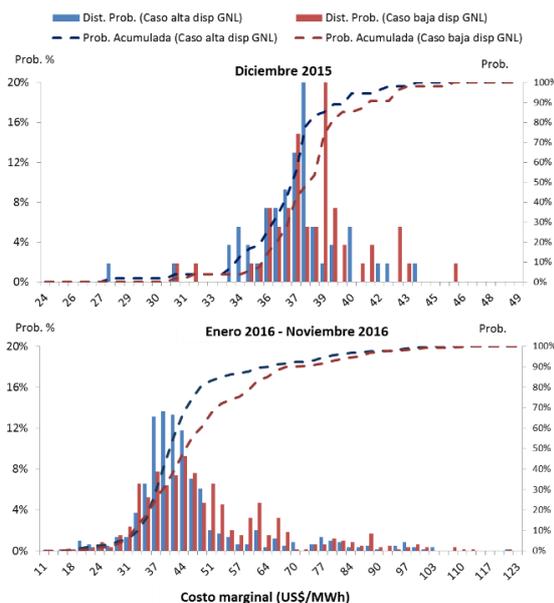


Figura 13: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

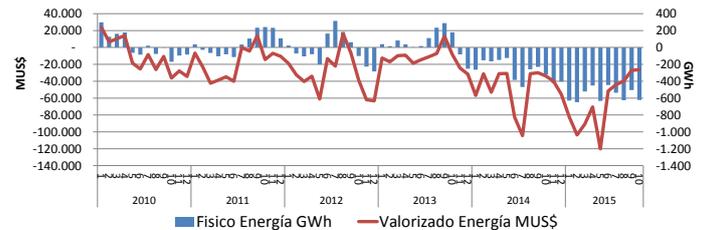
Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

En noviembre, Endesa muestra un aumento en su generación hidráulica mientras que sus unidades térmicas se mantienen bajas. En tanto, Colbún disminuyó su generación diésel y GNL. Por otra parte, AES Gener disminuyó su generación a carbón debido a los bajos costos marginales. Finalmente, Pehuenche aumentó su generación hidráulica debido a la mayor disponibilidad de este recurso.

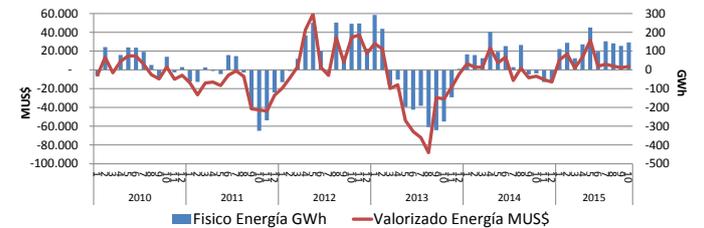
Endesa

Generación por fuente GWh				Costos Variables prom. Nov 2015 (US\$/MWh)	
	Oct 2015	Nov 2015	Nov 2014		
Pasada	265	296	259	Bocamina (prom. I y II)	37,8
Embalse	716	789	567	San Isidro GNL (prom. I y II)	62,0
Gas	0	0	0	Taltal Diesel	244,3
GNL	19	22	275	Transferencias de Energía Oct 2015	
Carbón	64	32	0	Total Generación (GWh)	1.080
Diésel	0	0	4	Total Retiros (GWh)	1.703
Eólico	15	16	19	Transf. Físicas (GWh)	-622,4
Total	1.080	1.155	1.124	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-26,3



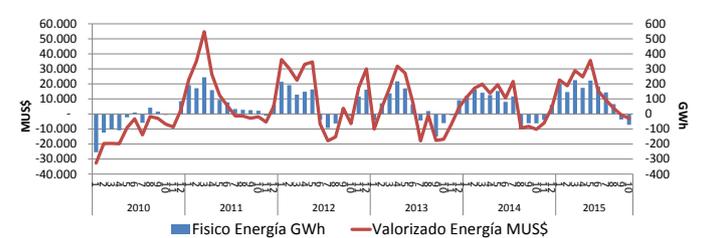
Colbún

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Nov 2015 (US\$/MWh)	
	Oct 2015	Nov 2015	Nov 2014		
Pasada	225	263	231	Santa María	29,5
Embalse	410	558	475	Nehuenco GNL (prom. I y II)	0,00
Gas	0	0	0	Nehuenco Diesel (prom. I y II)	108,9
GNL	190	2	64	Transferencias de Energía Oct 2015	
Carbón	229	28	115	Total Generación (GWh)	1.054
Diésel	0	0	1	Total Retiros (GWh)	909
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	146
Total	1.054	851	886	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	3,5



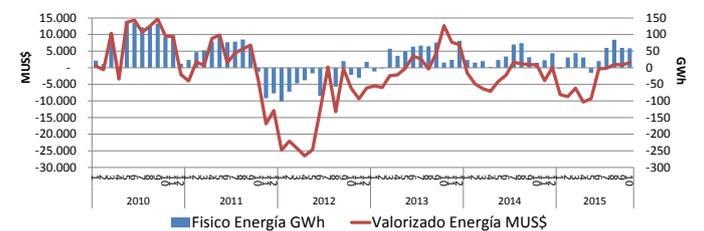
AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

Generación por fuente GWh				Costos Variables prom. Nov 2015 (US\$/MWh)	
	Oct 2015	Nov 2015	Nov 2014		
Pasada	77	115	113	Ventanas prom. (prom. I y II)	36,9
Embalse	0	0	0	N. Ventanas y Campiche	35,7
Gas	0	0	0	Nueva Renca GNL	80,6
GNL	16	0	24	Transferencias de Energía Oct 2015	
Carbón	498	386	498	Total Generación (GWh)	592
Diésel	0	1	2	Total Retiros (GWh)	664
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-72,1
Otro	1	1	3	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-2,9
Total	592	503	639		



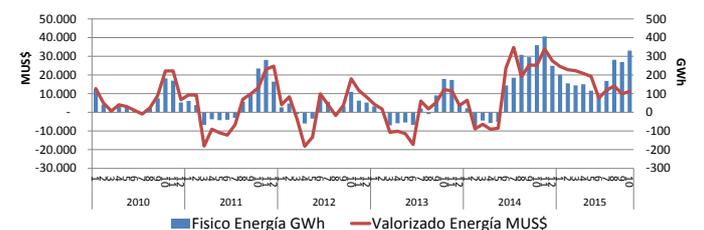
Guacolda

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Nov 2015 (US\$/MWh)	
	Oct 2015	Nov 2015	Nov 2014		
Pasada	0	0	0	Guacolda I y II	30,4
Embalse	0	0	0	Guacolda III	28,8
Gas	0	0	0	Guacolda IV	29,9
GNL	0	0	0	Transferencias de Energía Oct 2015	
Carbón	379	376	355	Total Generación (GWh)	379
Diésel	0	0	0	Total Retiros (GWh)	321
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	58,5
Total	379	376	355	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1,5



Pehuenche

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Nov 2015 (US\$/MWh)	
	Oct 2015	Nov 2015	Nov 2014		
Pasada	68	77	83	Sólo centrales hidráulicas	
Embalse	291	365	354	Transferencias de Energía Oct 2015	
Gas	0	0	0	Total Generación (GWh)	359
GNL	0	0	0	Total Retiros (GWh)	29
Carbón	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	330
Diésel	0	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	11,2
Eólico	0	0	0		
Total	359	442	437		



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de noviembre presentó una disminución de la generación GNL de un 10% respecto al mes anterior. Esto fue compensado por una mayor generación a carbón y diésel. Cabe destacar el aumento de la participación solar en el SING, la cual varió de un 0,8% en noviembre de 2014 a un 3% en noviembre de este año (ver Figura 14).

Durante noviembre estuvieron en mantenimiento mayor las unidades de E-CL GMAR2 (2,1 MW, diésel) y U14 (136 MW, carbón) sólo los primeros días del mes.

El precio del GNL declarado por la unidad Tocopilla de E-CL fue de 4,8 US\$/MMBtu promedio en noviembre. De este modo, el costo variable del GNL de E-CL se ubicó por encima de los costos variables promedio del carbón (ver Figura 15). Además, la unidad CTM3 de propiedad de E-CL pero arrendada por AES Gener operó con un costo declarado de GNL de 11,3 US\$/MMBtu.

Los costos marginales de noviembre en demanda baja fueron marcados por carbón en demanda baja, mientras que en demanda alta la tecnología marginal fue diésel (ver Figura 15).

El promedio mensual del costo marginal de noviembre en la barra Crucero 220 fue de 75,1 US\$/MWh, lo cual representa un aumento del 4,9% respecto del mes de octubre (71,6 US\$/MWh), y un aumento de un 30% respecto a noviembre de 2014 (57,9 US\$/MWh).

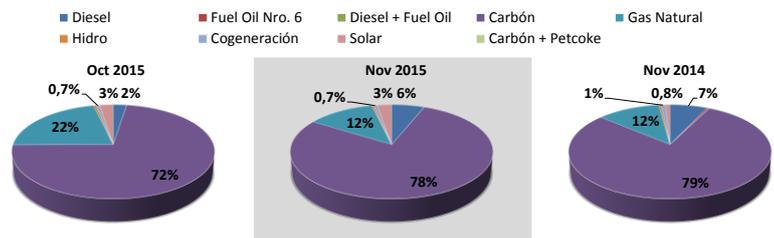


Figura 14: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

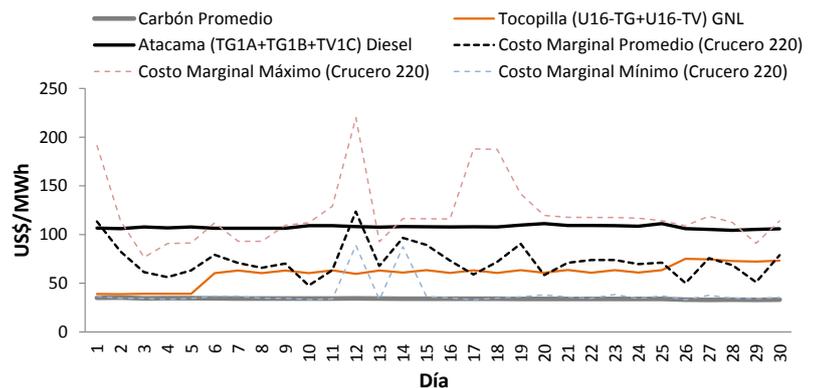


Figura 15: Principales costos variables y costo marginal diario de noviembre (Fuente: CDEC-SING)

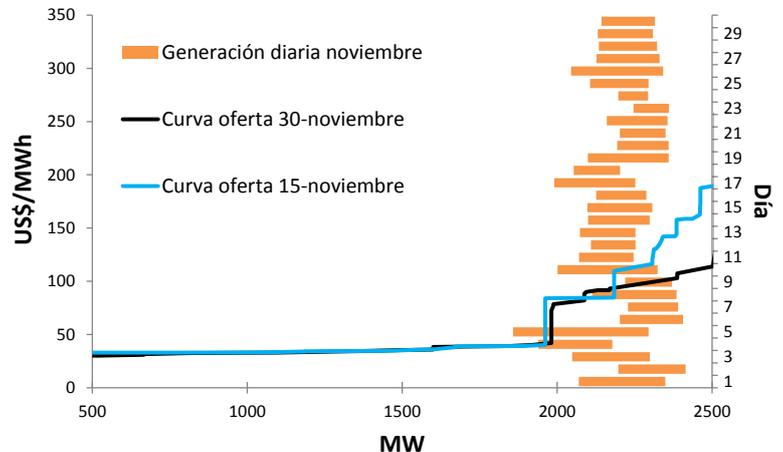


Figura 16: Generación diaria durante noviembre y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Considerando la última información publicada por el CDEC-SING y lo informado por los grandes consumidores del SING, se espera que la demanda eléctrica crezca cerca de un 8,4% con respecto al año anterior. No obstante lo anterior, debido al 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	2015	7,9%	8,4%	8,9%
	2016	1,7%	6,6%	11,4%
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl		72,5	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	68,9	
		Angamos	66,8	
		Tocopilla	69,4	
		Andina	66,3	
		Horritos	64,0	
		Norgener	60,1	
Tarapacá	71,7			
Disponibilidad GNL	GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla		4,5-12
	U16 CTM3 Otros			Limitada Sin GNL Sin GNL

Nota: La central Salta no es considerada en esta proyección

En cuanto a los proyectos de generación, dentro de los próximos 12 meses se espera la entrada de 372 MW ERNC, donde la totalidad de ellos corresponde a proyectos solares. Respecto a las tecnologías convencionales, se espera 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 37,4 US\$/MWh. Para los escenarios de baja demanda y alta demanda los costos proyectados alcanzan los valores de 36,0 US\$/MWh y 39,4 US\$/MWh respectivamente. De los resultados obtenidos se desprende que los proyectos de generación previstos, particularmente aquellos que ingresan el año 2016, serían suficientes para mantener costos marginales bajos incluso en un escenario de demanda alta.

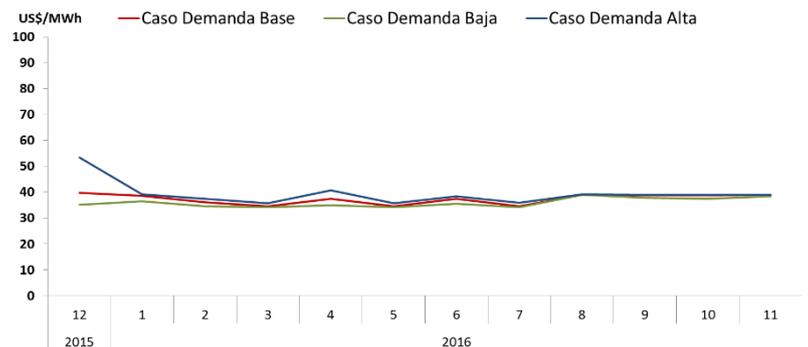


Figura 17: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

En consideración del impacto de los mantenimientos programados de las unidades generadoras sobre los costos marginales, se incluyó la última actualización disponible del programa de mantenimiento mayor publicado por el CDEC-SING para el año 2015.

En otro ámbito, en esta proyección se actualizó la disponibilidad GNL de las unidades generadoras de acuerdo a la información declarada por las empresas. En particular para la unidad U16, la disponibilidad de GNL se actualizó conforme a la disponibilidad declarada para el mes de noviembre de este año, 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.

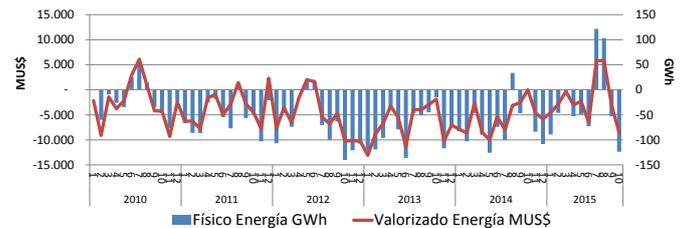
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de noviembre, E-CL mantuvo sus niveles de generación en base a carbón y GNL. Por su parte, AES Gener disminuyó la generación con GNL de la central CTM3 arrendada a E-CL. Mientras que Celta aumentó su generación a carbón debido a la disponibilidad completa de la unidad CTTAR. Finalmente, GasAtacama disminuyó su generación y operó principalmente en base a diesel.

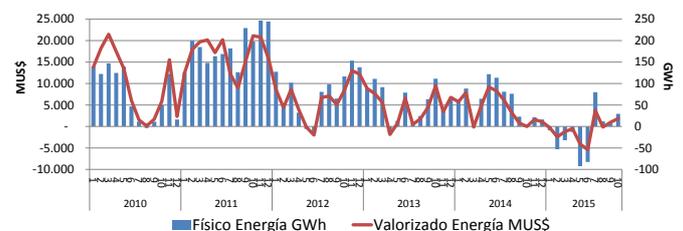
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2015 (US\$/MWh)	
	Oct 2015	Nov 2015	Nov 2014		
Diesel	3	3	3	Andina Carbón	36,1
Fuel Oil Nro. 6	0	0	6	Mejillones Carbón	32,8
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	61,7
Carbón	606	620	603		
Gas Natural	127	124	154	Transferencias de Energía Oct 2015	
Hidro	5	4	4	Total Generación (GWh)	741
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	865
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-123,8
Total	741	751	769	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-8.611



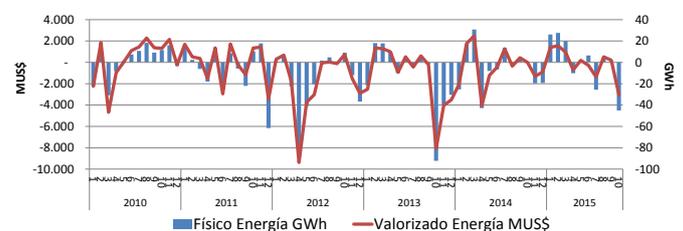
AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2015 (US\$/MWh)	
	Oct 2015	Nov 2015	Nov 2014		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	36,4
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	28,7
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Mejillones GNL (CTM3 AES Gener)	91,6
Carbón	557	524	493		
Gas Natural	120	56	9	Transferencias de Energía Oct 2015	
Hidro	0	0	0	Total Generación (GWh)	676
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	647
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	29,5
Total	676	580	503	Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.843



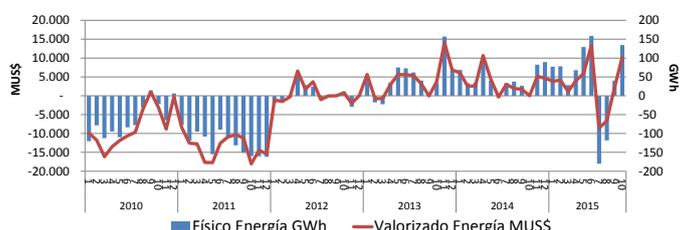
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2015 (US\$/MWh)	
	Oct 2015	Nov 2015	Nov 2014		
Diesel	0,9	0,7	0,4	Tarapacá Carbón	35,6
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Oct 2015	
Carbón	42	71	75	Total Generación (GWh)	43
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	88
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-45,1
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-3.033
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	43	72	75		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2015 (US\$/MWh)	
	Oct 2015	Nov 2015	Nov 2014		
Diesel	35	88	98	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	111,0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Oct 2015	
Carbón	0	0	0	Total Generación (GWh)	146,9
Gas Natural	112	13	9	Total Retiros (GWh)	12,5
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	134,4
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	10.214
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	147	101	107		



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a noviembre de 2015, es de 82,1 US\$/MWh para el SIC y 83,0 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 abril de 2015.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de octubre de 2015, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.279 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 185 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante octubre fue igual a 622 GWh, es decir, superó en un 236% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de octubre, la mayor parte fue generada por centrales eólicas (35%), seguidas por centrales solar (24%) e hidráulicas (23%). Finalmente, la menor generación fue de centrales de biomasa con un 18% de la energía ERNC. La Figura 19 muestra las empresas con mayor inyección reconocida de ERNC, propia o contratada, en los sistemas SIC y SING durante el mes de octubre, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	79,1	18.006
COLBÚN	82,8	6.932
AES GENER	80,0	5.529
GUACOLDA	69,9	900
CAMPANARIO	111,9	990
M. REDONDO	106,5	303
D. ALMAGRO	109,2	220
PUYEHUE	95,7	165
PANGUIPULLI	121,9	561
PUNTILLA	112,7	83
Precio Medio de Licitación SIC	82,1	
SING		
E-CL	83,0	2.365
Precio Medio de Licitación SING	83,0	

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	68,5	13.579
Chilquinta	90,9	3.468
EMEL	78,6	2.544
CGED	104,4	9.205
SAESA	73,3	4.892
Precio Medio de Licitación SIC	82,1	
SING		
EMEL-SING	83,0	2.365
Precio Medio de Licitación SING	83,0	

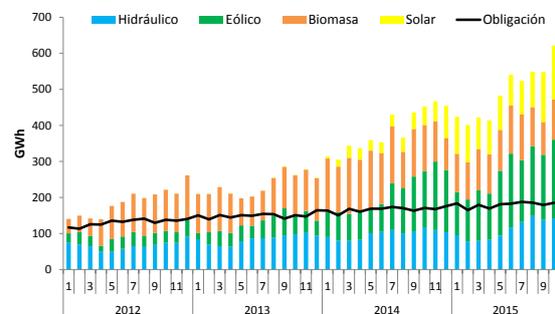


Figura 18: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

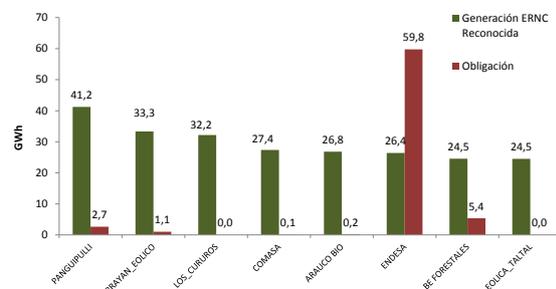


Figura 19: Generación reconocida y obligación por empresa, octubre de 2015 (Fuente: CDEC-SING)

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 tercer trámite constitucional y a punto de convertirse en Ley se encuentra el proyecto 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) (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 proyecto de ley se encuentra listo para ser visto por la Comisión de Hacienda, luego que los integrantes de la Comisión de Minería y Energía aprobaron las indicaciones pendientes (ver más) (ver más) .	En primer trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que busca crear un nuevo coordinador del sistema que reemplace a los actuales CDEC's y modificar las metodologías actuales de tarificación del sistema de transmisión. El 15 de octubre se ingresó urgencia suma para este proyecto (ver más) .

[Línea Cardones-Polpaico recibe permiso ambiental \(ver más\)](#)

Tras 21 meses de tramitación, el SEA entregó la aprobación ambiental al proyecto y está listo para comenzar su construcción. ISA tiene el compromiso de tener la línea operativa para el 2017, y debe conectarse al tendido de TEN que interconectará el SIC y SING.

[Costos marginales acumulan una baja del 32% durante el 2015 \(ver más\)](#)

La baja del costo marginal sería producto de la disminución en el costo de los combustibles como el diesel, carbón y gas natural, un segundo factor son las mayores lluvias producidas durante el año, lo que aumentó la generación hidroeléctrica.

[Proyecto Espejo de Tarapacá obtiene aprobación de EIA \(ver más\)](#)

La central es del tipo hidráulica de bombeo, primera de su tipo en Chile, la cual durante el día almacenará agua de mar en el farellón costero usando energía solar, y en la noche generará electricidad en base al agua almacenada.

[La CNE publica el "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal periodo 2015-2016" \(ver más\)](#)

[CDEC-SIC y CDEC-SING publican versión preliminar del "Estudio de costos de los Servicios Complementarios" SIC SING](#)

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 7.204 MW, con una inversión de MMUS\$ 14.807. En el último mes se aprobaron tres proyectos ERNC, Parque Eólico Cardonal (30 MW), Parque Fotovoltaico Cerro Blanco (20 MW) y Cogeneración Bioenergía de los Ríos (9 MW). Además, ingresaron a evaluación ambiental seis proyectos solares, dos diesel, un eólico y un GNL, sumando 423 MW en total.

En el SING, los proyectos en calificación suman 2.389 MW, con una inversión de MMUS\$ 3.984 mientras que los proyectos aprobados totalizan 12.856 MW con una inversión de MMUS\$ 32.872. En el último mes se aprobó el proyecto Espejo de Tarapacá (300 MW) y entró en calificación el proyecto "Fotovoltaica Los Andes" (30 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	1.358	2.790	5.750	11.862
Hidráulica	977	2.046	3.108	5.016
Solar	3.229	7.918	5.164	13.143
Gas Natural	1.323	1.658	957	617
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	187	99	1.765	5.528
Biomasa/Biogás	80	215	396	789
Carbón	50	82	5.236	10.031
TOTAL	7.204	14.807	22.446	47.315

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	1.099	2.684	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	2.389	3.984	12.856	32.872

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

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

www.system.cl

diciembre2015



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

reporte@system.cl

www.system.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rijimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Subgerente de Mercado
Eléctrico y Regulación

plecaros@system.cl

Iván Chaparro U. | Líder de Proyectos

ichaparro@system.cl

©System Ingeniería y Diseños elabora este Reporte Mensual del Sector Eléctrico en base a información de dominio público. El presente documento es para fines informativos únicamente, por lo que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, desligándose System de los resultados obtenidos, directa o indirectamente, producto de dichas acciones. La veracidad de la información recopilada en el presente documento no es puesta en duda por System, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, proyecciones y estimaciones que se presentan en este Reporte reflejan distintos supuestos definidos por System, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. System no se hace responsable por las consecuencias derivadas del uso de los análisis, proyecciones y estimaciones publicados en este Reporte. La frecuencia de publicación de este Reporte queda a discreción de System. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a System.