

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

## SIC y SING

Diciembre 2014

[Volumen 7, 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

## Exitosos resultados de licitación de suministro para clientes regulados

El viernes 12 de diciembre se dieron a conocer los resultados del proceso de licitación 2013/03 segundo llamado. La licitación revirtió una preocupante tendencia de precios crecientes y ausencia de ofertas. Se adjudicó el 92% de la energía licitada, después de la aceptación de las ofertas marginales de Pelumpén y Abengoa Solar. El precio promedio de adjudicación bajó a 108,2 USD/MWh, el más bajo desde el proceso de licitación 2010/01.

La autoridad buscó entregar a las empresas, particularmente a las interesadas en abordar nuevas inversiones, herramientas para mitigar el riesgo de incumplimiento de contrato por retrasos en la construcción de la infraestructura necesaria para llevar a cabo los proyectos de generación, tales como líneas de transmisión, terminales de GNL, puertos de carbón, etc., mejorando así la factibilidad de los proyectos.

Un aspecto novedoso de estas licitaciones y que benefició el ingreso de nuevos actores en el SIC fue la cláusula de Caso Fortuito y Fuerza Mayor incluida en el contrato de suministro, la cual permite a las empresas adjudicadas postergar el inicio de suministro eléctrico hasta por doce meses en caso que las causales de este retraso no sean imputables al suministrador. Dentro de estas causas se considera todo hecho originado por un tercero, incluyendo a la autoridad, que sea inimputable, irresistible y, a la fecha del contrato, imprevisible para el suministrador. Esto podría interpretarse que incluye el rechazo de permisos sectoriales que son responsabilidad de la autoridad. Otro aspecto de la licitación, central para la participación de nuevos actores, es la ventana de tiempo definida entre la adjudicación y el inicio del suministro, de 3 años en el caso del Bloque 3 y de 4 años en el Bloque 4. Adicionalmente, las empresas suministradoras de energía pueden ceder sus contratos a una empresa matriz, filial, coligada o relacionada, lo cual en el caso de E-CL, filial de GDF Suez, le permitiría operar en el SIC si traspasara los contratos a Monte Redondo.

El punto débil del proceso fue el escaso interés de los oferentes por participar en los bloques horarios A (nocturno 23:00-7:59) y C (tarde-noche 18:00-22:59), en los cuales sólo se adjudicó el 19% de la energía total licitada entre ambos.

La Figura 1 muestra el resultado de la adjudicación del Bloque 1-B (tarde 8:00-17:59) que inicia suministro el año 2016, el cual fue diseñado principalmente para proyectos solares. Se adjudicó el 54% de la energía licitada y el mayor oferente fue Chungungo S.A. (190 GWh-año), con un precio promedio de 89 US\$/MWh.

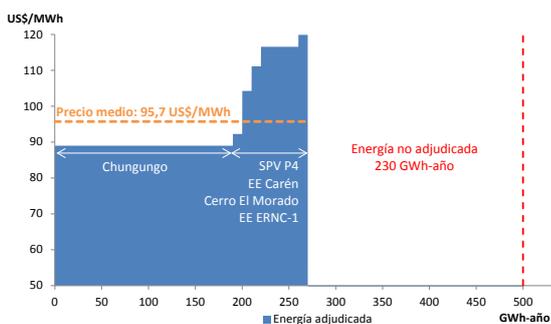


Figura 1. Resultado de licitación del Bloque 1-B (tarde)

Por su parte, la licitación del bloque horario 2-B (tarde 8:00-17:59), que comienza suministro el año 2017, fue adjudicada en un 100%. Este bloque obtuvo un precio promedio de 83,8 US\$/MWh, el precio más bajo desde los procesos de licitación del 2006 (ver Figura 2).

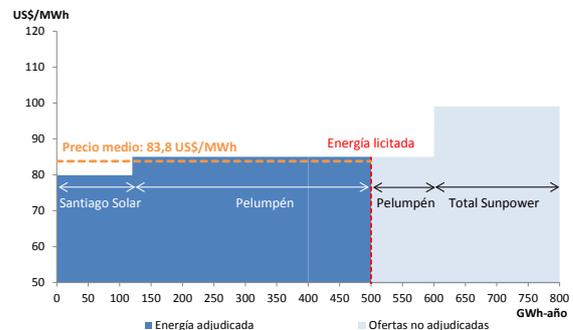


Figura 2. Resultado de licitación del Bloque 2-B (tarde)

De acuerdo a estos resultados, y a la gran cantidad de ofertas recibidas para el Bloque 2-B, se evidencia que la dificultad de tener proyectos operando a enero del 2016 impactó negativamente a las ofertas para el Bloque 1-B.

El Bloque 3, que inicia suministro el año 2018, fue adjudicado en un 100%. Destaca la oferta de E-CL por el 84% de este bloque (5.040 GWh-año) a un precio promedio de 109,5 US\$/MWh. Esto implicó que la oferta de ENDESA no fuera adjudicada (ver Figura 3).

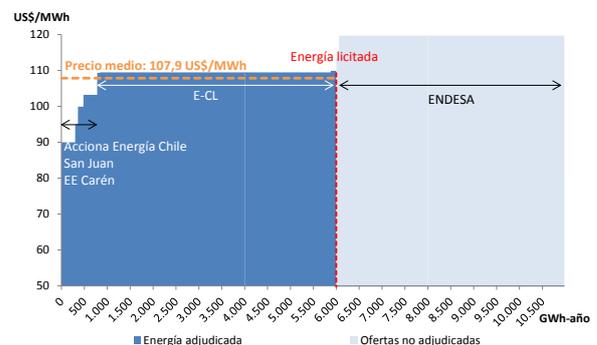


Figura 3. Resultado de licitación del Bloque 3

En el Bloque 4, que inicia suministro el año 2019, destaca la oferta de El Campesino (EDF) por el 80% de la energía del bloque a un precio de 111 US\$/MWh. El 20% restante del bloque fue adjudicado a Norvind y Abengoa Solar. Al igual que en el Bloque 3, la oferta de ENDESA no fue adjudicada (ver Figura 4).

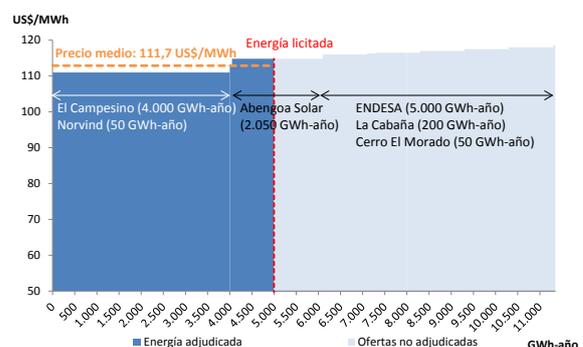


Figura 4. Resultado de licitación del Bloque 4

Un efecto notable del resultado de los Bloques 3 y 4 es el ingreso de nuevos actores importantes en el SIC, como son E-CL y EDF con su proyecto El Campesino.

E-CL cuenta con cerca de 2.100 MW (incluyendo filiales) instalados en el SING. En el SIC sólo está presente con 48 MW de capacidad eólica instalada y 34 MW de capacidad hidráulica en construcción, a través de la empresa relacionada Monte Redondo. Por ende, para cumplir E-CL con este nuevo compromiso de energía, sería necesaria construir una línea de transmisión que permitiese inyectar al SIC la energía generada en sus unidades en el SING. Además, dados los contratos de suministro vigentes de E-CL, seguramente será necesaria la construcción de una nueva unidad a carbón de 375 MW (CTM4), y un incremento adicional de su capacidad (CTM5 o mayor disponibilidad de GNL para unidades existentes).

Por otra parte, El Campesino (EDF) corresponde a un proyecto de ciclo combinado de 640 MW ubicado en la Región del Bio-Bío, el que actualmente se encuentra en calificación en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Además requerirá la construcción del terminal GNL Penco-Lirquén que también se encuentra en calificación ambiental.

Ambos proyectos térmicos de E-CL y EDF, que cubren gran parte de la demanda licitada, reflejan en sus ofertas de precios parte de los riesgos, y costos adicionales, que enfrentan esos nuevos actores. Por una parte, E-CL incorporaría en su oferta la inversión en la línea de interconexión, más allá de que ella se constituya o no en una línea troncal. Los altos precios proyectados para el GNL puesto en puertos chilenos parecieran internalizarse en la oferta de EDF, aunque en forma acotada. Ofertas de energía de base con precios menores debieran surgir con la futura incorporación de hidroelectricidad y generación térmica a carbón en el SIC.

Como síntesis general, este proceso de licitación fue exitoso en cobertura y precio, al compararse con los últimos realizados (2013/02 y 2013/03 primer llamado). Se adjudicó el 92% de la energía licitada, a precios más bajos que los observados anteriormente.

Independiente de las ofertas de precios de energía menores que en procesos anteriores, los resultados de esta licitación igual implicarán a futuro un aumento de la tarifas finales para los clientes regulados. Esto, considerando que el precio promedio vigente de las licitaciones anteriores es de 84,6 US\$/MWh, menor al precio medio de esta licitación de 108,2 US\$/MWh, y faltando aún un 8% de la energía por adjudicar. Lo importante de los resultados es que se revierte una tendencia, que permite avanzar al cumplimiento de la meta de la Agenda de Energía del Ministro Máximo Pacheco de reducir los precios de las licitaciones de suministro eléctrico de la próxima década en un 20%, respecto a los precios ofertados en las últimas licitaciones.

## Sistema Interconectado Central (SIC)

### Análisis de operación del SIC

En el mes de noviembre la operación del SIC se caracterizó por una alta participación hidráulica, llegando a un 58% entre centrales de pasada y de embalse, esto es mayor a la participación hídrica de noviembre del año pasado (46%), y menor a la de octubre de este año (62%). Esta baja en la participación hídrica se tradujo en un aumento de la participación a carbón de 20% a 22% (ver Figura 5).

Los mantenimientos mayores de centrales importantes en el SIC durante noviembre fueron: Bocamina 1 (127 MW), Nueva Renca (380 MW) y Rapel U5 (75,4 MW). A pesar del mantenimiento mayor de Nueva Renca, la participación GNL aumentó de 8% a 9% respecto al mes de octubre debido a la operación de TalTal 1 (ver Figura 5). Por último, continúa la paralización de la central Bocamina II (350 MW) iniciada en el mes de diciembre del año pasado.

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 6).

Durante noviembre la central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con GNL, a un precio promedio declarado de 10,1 US\$/MMBtu. La unidad II de Nehuenco operó con GNL y costo variable nulo, mientras que la unidad I no operó. En tanto, la central Nueva Renca operó cuatro días en el mes de noviembre, producto de su mantenimiento mayor, declarando un precio de 16,8 US\$/MMBtu.

Durante noviembre el costo marginal del SIC fue determinado por centrales de ciclo combinado a GNL, cuyo costo variable bordeó los 79 US\$/MWh. Por su parte, el valor del agua varió entre 41 y 99 US\$/MWh en Rapel (ver Figura 7).

En noviembre de 2014 el costo marginal del SIC promedió 90,4 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 27% mayor respecto al mes de noviembre de 2013 (70,9 US\$/MWh), y 18% mayor respecto a octubre de 2014 (76,8 US\$/MWh).

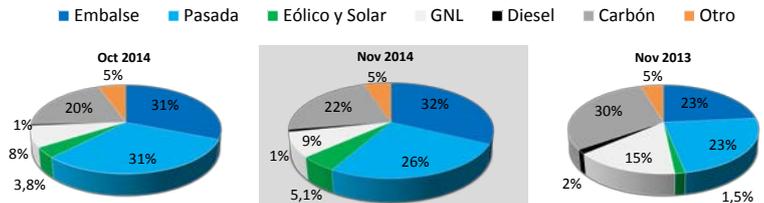


Figura 5: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

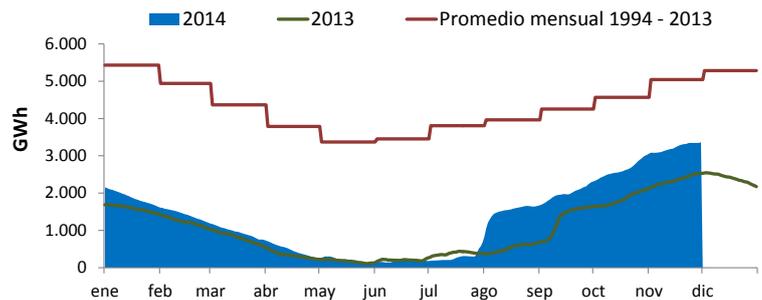


Figura 6: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC).

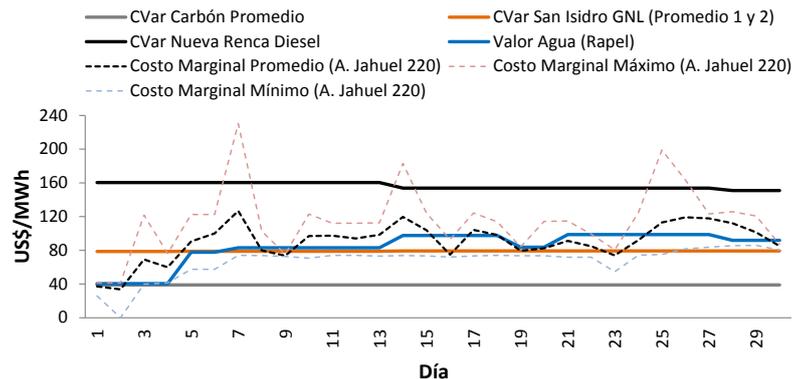


Figura 7: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de noviembre (Fuente: CDEC-SIC)

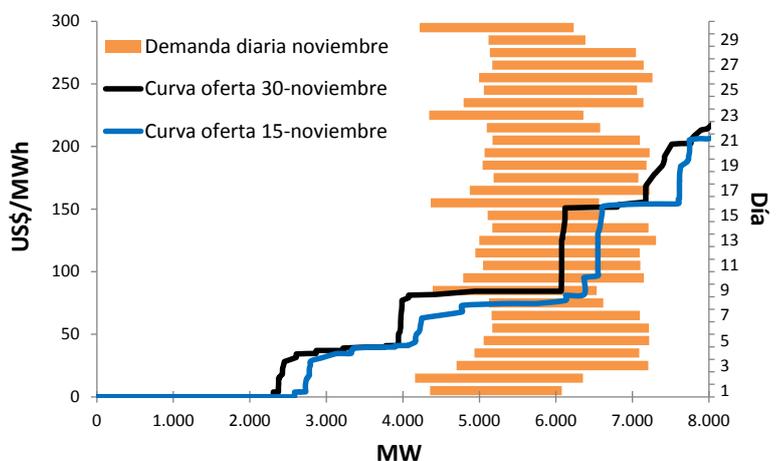


Figura 8: Demanda diaria durante noviembre y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

## Sistema Interconectado Central (SIC)

### Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Recientemente el CDEC-SIC publicó el cuarto pronóstico de deshielos para los meses de diciembre 2014 a marzo 2015, en donde se estiman probabilidades de excedencia de entre 27% y 96% dependiendo del afluente, con un promedio de 74%.

En esta proyección se considera la entrada de Bocamina II para mayo 2015, no obstante, no existe certeza que así ocurra. Así como la posible entrada de nuevos proyectos ERNC y el retraso de obras de transmisión. Estas condiciones podrían modificar los costos marginales proyectados.

Para los próximos 12 meses se espera la entrada en operación de 523,6 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 172 MW son eólicos, 70,6 MW hídricos, 259 MW solares y 22 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	2014	3,1%		
	2015	3,0%		
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		89,8	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		115,0	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	San Isidro (dic-jul)	6,0	12,0
		Nehuenco (dic, mayo-oct)	Sin GNL	Sin GNL
Disponibilidad GNL	Nehuenco (ene-abr)	0,0	0,0	
	Nueva Renca (nov-oct)	Sin GNL	Sin GNL	
	San Isidro (dic-jul)	Total	Limitada	
Disponibilidad GNL	Nehuenco (dic, mayo-oct)	0	0	
	Nehuenco (ene-abr)	Alta	Baja	
	Nueva Renca (nov-oct)	0	0	

Tabla 2: Indicadores estadísticos de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Costo Marginal Mensual	Caso Alta disp. GNL		Caso Baja disp. GNL	
	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
Dic-2014 a May-2015	92,05	41,19	122,32	45,89
Jun-2015 a Nov-2015	55,13	26,64	62,18	31,52

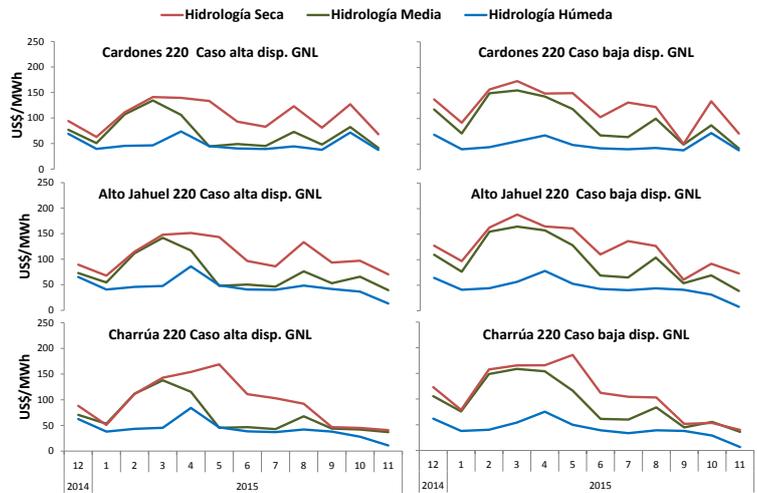


Figura 9: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

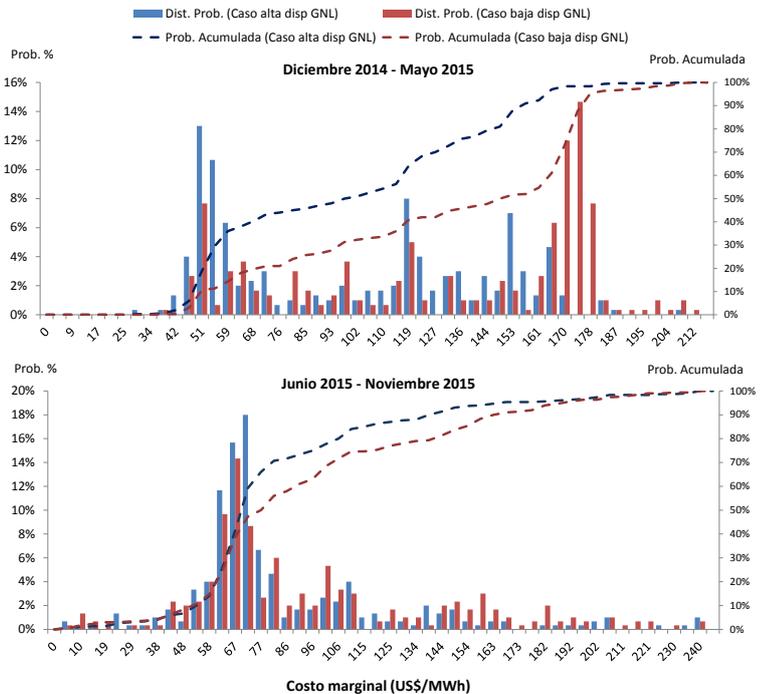


Figura 10: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

# Sistema Interconectado Central (SIC)

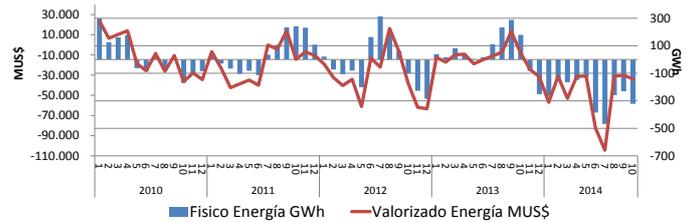
## Análisis por empresa

En noviembre, Endesa continuó sin generación a carbón por mantenimiento mayor de Bocamina I y la paralización de Bocamina II. Respecto a Colbún, su generación térmica disminuyó por menor disponibilidad de GNL y la paralización de Santa María por dos semanas. Por otra parte, Aes Gener disminuyó su generación GNL lo que fue compensado por mayor generación a carbón e hídrica. Finalmente, Guacolda y Pehuenche mantuvieron su generación.

### Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Oct 2014	Nov 2014	Nov 2013
Pasada	273	259	247
Embalse	703	567	445
Gas	0	0	0
GNL	214	275	377
Carbón	0	0	132
Diésel	1	4	28
Eólico	15	19	16
<b>Total</b>	<b>1.206</b>	<b>1.124</b>	<b>1.244</b>

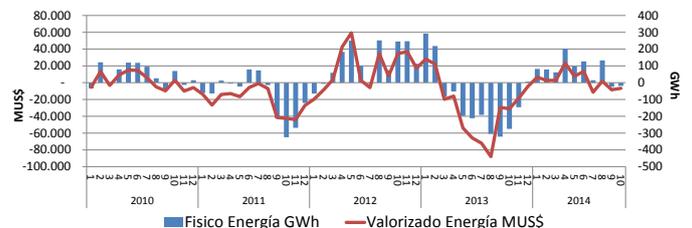
Costos Variables prom. Nov 2014 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	46,1
San Isidro GNL (prom. I y II)	79,1
Taltal Diesel	244,3
Transferencias de Energía Oct 2014	
Total Generación (GWh)	1.206
Total Retiros (GWh)	1.528
Transf. Físicas (GWh)	-321,7
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-33,8



### Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Oct 2014	Nov 2014	Nov 2013
Pasada	255	231	241
Embalse	459	475	206
Gas	0	0	0
GNL	108	64	234
Carbón	154	115	223
Diesel	0	1	3
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>976</b>	<b>886</b>	<b>907</b>

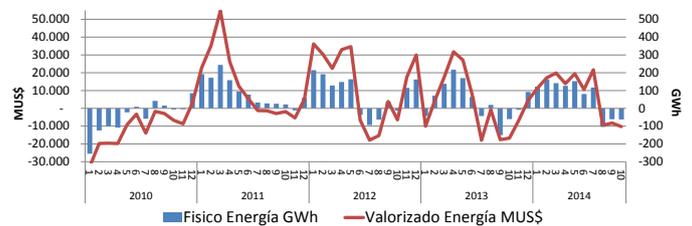
Costos Variables prom. Nov 2014 (US\$/MWh)	
Santa María	37,0
Nehuenco GNL (prom. I y II)	0
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	154,7
Transferencias de Energía Oct 2014	
Total Generación (GWh)	976
Total Retiros (GWh)	995
Transf. Físicas (GWh)	-19
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-6,7



### AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Oct 2014	Nov 2014	Nov 2013
Pasada	95	113	125
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	57	24	0
Carbón	479	498	483
Diesel	0	2	0
Eólico	0	0	0
Otro	2	3	4
<b>Total</b>	<b>633</b>	<b>639</b>	<b>612</b>

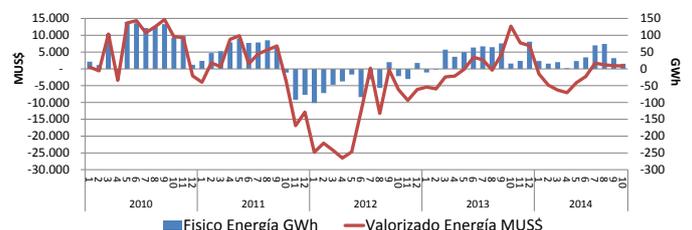
Costos Variables prom. Nov 2014 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	42,3
N. Ventanas y Campiche	39,7
Nueva Renca GNL	129,1
Transferencias de Energía Oct 2014	
Total Generación (GWh)	633
Total Retiros (GWh)	695
Transf. Físicas (GWh)	-62,3
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-10,2



### Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Oct 2014	Nov 2014	Nov 2013
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	351	355	376
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>351</b>	<b>355</b>	<b>376</b>

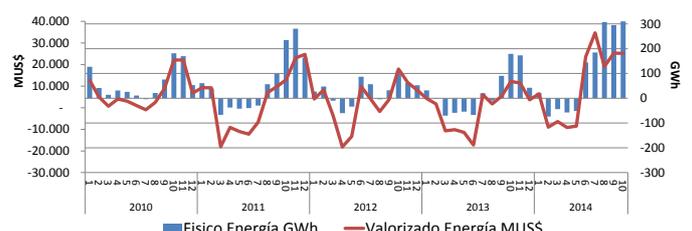
Costos Variables prom. Nov 2014 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	34,7
Guacolda III	31,4
Guacolda IV	34,3
Transferencias de Energía Oct 2014	
Total Generación (GWh)	351
Total Retiros (GWh)	336
Transf. Físicas (GWh)	15,1
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0,9



### Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Oct 2014	Nov 2014	Nov 2013
Pasada	84	83	76
Embalse	349	354	288
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>432</b>	<b>437</b>	<b>364</b>

Costos Variables prom. Nov 2014 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	
Transferencias de Energía Oct 2014	
Total Generación (GWh)	432
Total Retiros (GWh)	73
Transf. Físicas (GWh)	359
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	25,2



## Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

### Análisis de operación del SING

Durante noviembre la operación del SING presentó una disminución en la participación de generación a carbón, de 84% en octubre a un 80% en el mes de análisis. Esta disminución fue compensada por el aumento en la participación de unidades a GNL y diesel (ver Figura 11).

Desde el 19 de noviembre estuvo fuera de operación por mantenimiento mayor la unidad carbonera U12 de la central Tocopilla (85,3 MW).

El precio del GNL declarado por la Central Tocopilla fue de 6,5 US\$/MMBtu promedio en noviembre. Por su parte, la unidad CTM3 operada por E-CL declaró un precio de 6,5 US\$/MMBtu, mientras que siendo arrendada por Aes Gener declaró un costo de 19,1 US\$/MMBtu. Así, el costo variable del GNL se ubicó por encima de los costos variables promedio del carbón, excepto en aquellos días donde se declaró precio nulo (ver Figura 12).

Los costos marginales en noviembre fueron marcados mayoritariamente por el costo variable de unidades a carbón y GNL (Central Tocopilla y CTM3). El promedio mensual del costo marginal de noviembre en la barra Crucero 220 fue de 50,3 US\$/MWh, lo cual representa una disminución de 17,6% respecto del mes de octubre (61 US\$/MWh), y una disminución de un 43% respecto a noviembre de 2013 (88,3 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 sobrecosto de la operación, no es publicada por el CDEC-SING debido a un cambio en el procedimiento de "Valorización de Transferencias Económicas".

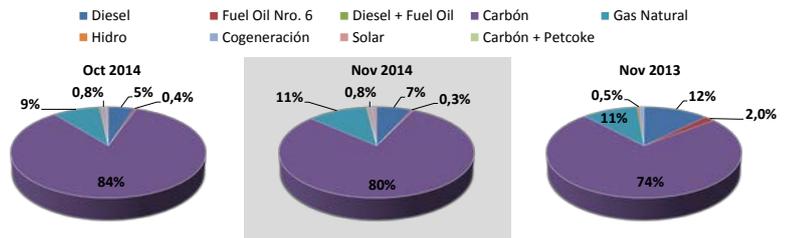


Figura 11: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

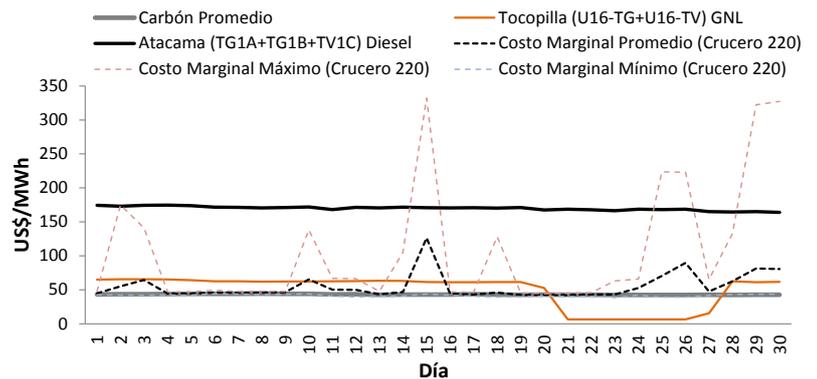


Figura 12: Principales costos variables y costo marginal diario de noviembre (Fuente: CDEC-SING)

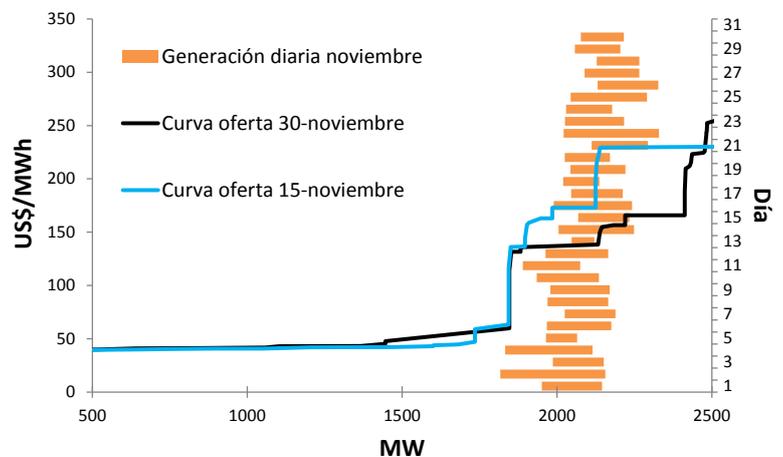


Figura 13: Generación diaria durante noviembre y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

## Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

### Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En base a lo informado por los grandes consumidores del SING, para 2014 se espera un crecimiento anual de la demanda eléctrica cercano al 3,2%, impulsado por la conexión de nuevos proyectos industriales, así como incrementos en la demanda de clientes existentes. 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 4 proyectos solares por un total de 66 MW.

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

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2014	2,3%	3,2%	4,1%
	2015	9,4%	14,1%	18,8%
Diesel promedio US\$/Bbl		112,6		
Combustible	Carbón US\$/Ton	Mejillones	83,2	
		Angamos	84,8	
		Tocopilla	83,3	
		Andina	77,6	
		Hornitos	82,0	
		Norgener	92,9	
	Tarapacá	95,5		
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	5,4 - 7,0		
	Atacama	Sin GNL		
	Salta	No Considerado		
Disponibilidad GNL	U16	Limitada		
	CTM3	Limitada		
	Otros	Sin GNL		

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición de demanda baja el costo marginal promedio alcanza los 92,4 US\$/MWh, en comparación a los 109,7 US\$/MWh del escenario de demanda base.

Por otra parte, en el escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar 143,3 US\$/MWh

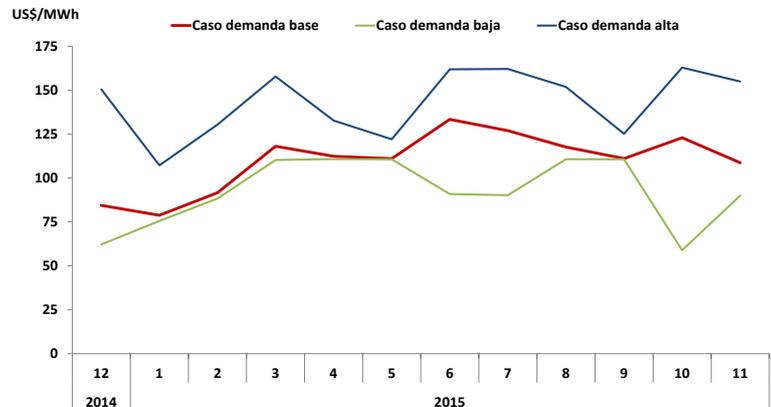


Figura 14: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda (Fuente: Systep)

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 2014 publicado por el CDEC-SING, vigente desde el 1 de septiembre, y modificaciones a los mantenimientos de unidades de E-CL informado al CDEC-SING. En este ámbito, la proyección efectuada presenta variaciones con respecto a la realizada en el mes anterior, donde destaca la mantención de la Unidad 14 de E-CL en julio de 2015, así como el de la Unidad 16 de E-CL en enero y marzo de 2015, particularmente importante por ser la unidad a GNL que marca la punta en los costos marginales promedios.

Por otra parte, en esta proyección se ha considerado una disponibilidad de GNL basada en la declarada por las empresas para el año 2014, lo cual podría sufrir modificaciones en próximas proyecciones si se declara una disponibilidad distinta. La proyección considera una disponibilidad de GNL para la unidad CTM3 considerando que AES Gener informó el arriendo de dicha unidad a E-CL y en función de la disponibilidad adicional producto del mantenimiento de la unidad 16 de 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.

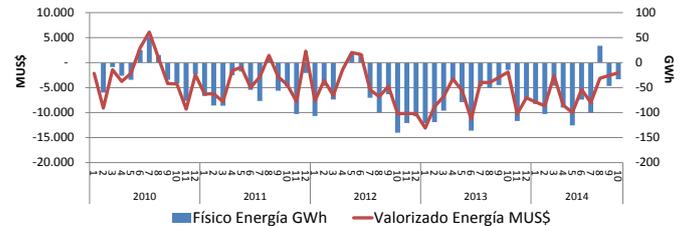
# Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

## Análisis por empresa

En el mes de noviembre, E-CL disminuyó su generación a carbón en parte debido al mantenimiento mayor de la unidad U12 (85,3 MW) y temas operacionales, además aumentó la generación a GNL de su central Tocopilla. Por su parte, la generación a carbón de AES Gener y Celta disminuyó levemente en el mes de análisis. Finalmente, GasAtacama mantiene la operación de sus unidades sólo con combustible diesel.

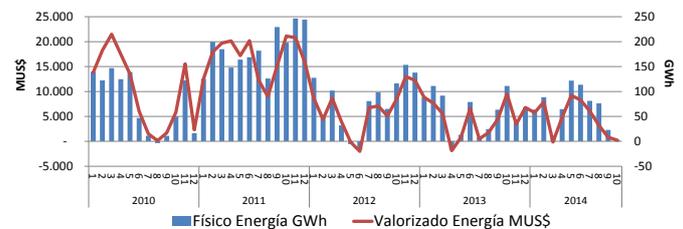
### E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2014 (US\$/MWh)	
	Oct 2014	Nov 2014	Nov 2013		
Diesel	2	2	2	Andina Carbón	46,1
Fuel Oil Nro. 6	6	5	27	Mejillones Carbón	40,6
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	67,8
Carbón	685	587	549		
Gas Natural	126	149	151	<b>Transferencias de Energía Oct 2014</b>	
Hidro	4	4	4	Total Generación (GWh)	823
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	857
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-33,4
<b>Total</b>	<b>823</b>	<b>746</b>	<b>733</b>	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-2.041



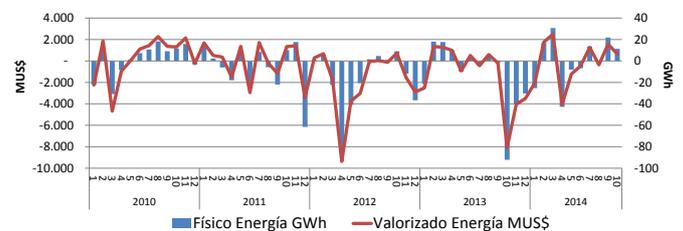
### AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2014 (US\$/MWh)	
	Oct 2014	Nov 2014	Nov 2013		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	45,4
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	41,2
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Mejillones GNL (CTM3 Norgener)	163,4
Carbón	489	480	467		
Gas Natural	8	5	0	<b>Transferencias de Energía Oct 2014</b>	
Hidro	0	0	0	Total Generación (GWh)	497
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	494
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	3,0
<b>Total</b>	<b>497</b>	<b>485</b>	<b>467</b>	Transf. Valorizadas (MUS\$)	219



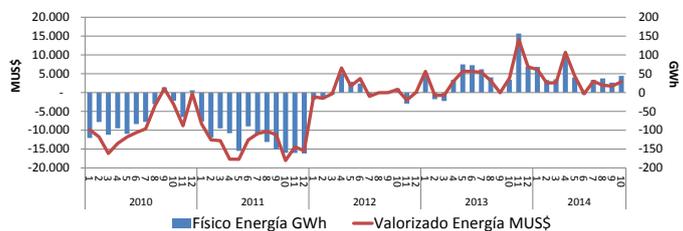
### Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2014 (US\$/MWh)	
	Oct 2014	Nov 2014	Nov 2013		
Diesel	0,5	0,3	0,6	Tarapacá Carbón	38,3
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	<b>Transferencias de Energía Oct 2014</b>	
Carbón	90	73	54	Total Generación (GWh)	90
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	79
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	11,3
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	650
Carbón + Petcoke	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>90</b>	<b>73</b>	<b>55</b>		



### GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2014 (US\$/MWh)	
	Oct 2014	Nov 2014	Nov 2013		
Diesel	70	92	176	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	180
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	<b>Transferencias de Energía Oct 2014</b>	
Carbón	0	0	0	Total Generación (GWh)	69,9
Gas Natural	0	9	3	Total Retiros (GWh)	25,6
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	44,3
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	2.833
Carbón + Petcoke	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>70</b>	<b>101</b>	<b>179</b>		



## 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 2014, es de 85,91 US\$/MWh para el SIC y 104,37 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.

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 marzo de 2014.

## Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de octubre de 2014, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.497 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 169 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante octubre fue igual a 446 GWh, es decir, un 164% de la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de septiembre, la mayor parte fue generada por centrales de eólicas (35%), seguidas por centrales de biomasa (27%) e hidráulicas (26%). En tanto, los generadores solares representaron el 12% de las inyecciones ERNC de ese mes.

La Figura 16 muestra las empresas con mayor inyección reconocida de ERNC, propia o contratada, en los sistemas SIC y SING durante el mes de septiembre, 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 2014 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
<b>SIC</b>		
ENDESA	81,9	15.475
COLBÚN	89,2	6.932
AES GENER	87,0	5.776
GUACOLDA	76,0	900
CAMPANARIO	111,8	743
M. REDONDO	106,5	303
D. ALMAGRO	109,1	220
PUVEHUE	95,7	165
PANGUIPULLI	116,9	241
PUNTILLA	112,6	83
<b>Precio Medio de Licitación SIC</b>		<b>85,91</b>
<b>SING</b>		
E-CL	104,4	2.200
<b>Precio Medio de Licitación SING</b>		<b>104,37</b>

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a noviembre 2014 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
<b>SIC</b>		
Chilectra	69,8	12.587
Chilquinta	92,5	3.131
EMEL	89,2	2.349
CGED	108,1	8.121
SAESA	84,8	4.649
<b>Precio Medio de Licitación SIC</b>		<b>85,91</b>
<b>SING</b>		
EMEL-SING	104,4	2.200
<b>Precio Medio de Licitación SING</b>		<b>104,37</b>

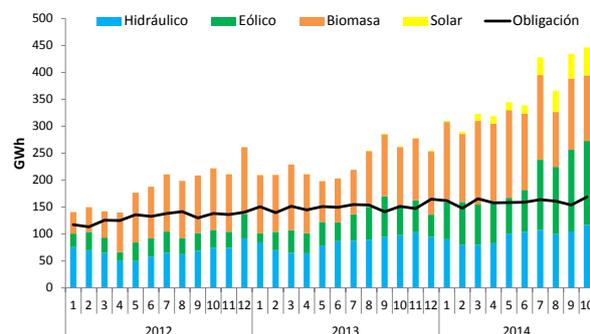


Figura 15: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

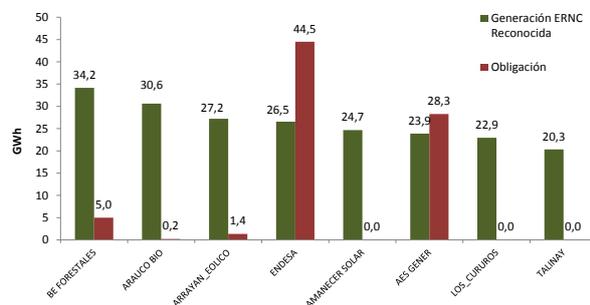


Figura 16: Generación reconocida y obligación por empresa, octubre de 2014 (Fuente: CDEC-SING)

## Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

<u>Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) SIC</u>	<u>Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) SING</u>	<u>Reforma a las licitaciones de suministro para clientes regulados</u>
El día 15 de diciembre la CNE aprobó los procedimientos de SSCC desarrollados por el CDEC-SIC. Según lo estipulado en el Reglamento, el CDEC-SIC cuenta con 30 días, a partir de la aprobación de los procedimientos, para emitir el Informe de Definición y Programación de SSCC ( <a href="#">ver más</a> ).	El día 15 de diciembre la CNE aprobó los procedimientos de SSCC desarrollados por el CDEC-SING. Según lo estipulado en el Reglamento, el CDEC-SING cuenta con 30 días, a partir de la aprobación de los procedimientos, para emitir el Informe de Definición y Programación de SSCC ( <a href="#">ver más</a> ).	El día 16 de diciembre el senado aprobó en particular el proyecto de ley que perfecciona el sistema de licitación de suministro eléctrico. De esta forma, el proyecto pasa a la Cámara de Diputados, en tercer trámite constitucional ( <a href="#">ver más</a> ).

[Bocamina II logra acuerdo a un año de su paralización \(ver más\)](#)

Tras numerosos conflictos, Endesa Chile suscribió convenio con 18 sindicatos de pescadores.

[Problemas en plan que guía expansión del sistema agravan déficit en transmisión \(ver más\)](#)

En un hecho calificado como inédito en el sector, los plazos del proceso fueron reprogramados en dos ocasiones, para rehacer algunos informes.

[Andrés Romero: "Licitación eléctrica implica al menos US\\$6.000 millones en inversiones" \(ver más\)](#)

Afirma que deben hacerse obras relacionadas con generación y transmisión y destaca reordenamiento sectorial con nuevos actores.

## Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 6.450 MW, con una inversión de 14.132 MMUS\$. En el último mes se aprobaron ambientalmente tres proyectos de generación: Parque Solar DAS2 (54,7 MW), Parque Eólico La Flor (30 MW) y Biomasa Mulchén (20 MW). Además, ingresaron a evaluación doce nuevos proyectos de generación, entre los cuales destacan: Central El Campesino (GNL 640 MW) en la octava región, Solar Escondido (245 MW) y Campos del Sol Centro (237 MW) ambos en la tercera región. Tras la revocación del Comité de Ministros, en esta estadística no se considera dentro de los proyectos aprobados el proyecto HidroAysén (2.750 MW).

En el SING, los proyectos en calificación suman 2.701 MW, con una inversión de 4.433 MMUS\$. Se aprobaron dos proyectos solares, Aguas Blancas 2 (90,6 MW) y Grace (27,5 MW) ambos en la segunda región. Finalmente ingresó el proyecto Sol de Tarapacá (150 MW) a evaluación ambiental.

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	1.997	3.978	4.636	9.632
Hidráulica	793	1.592	3.027	4.812
Solar	2.686	7.014	3.864	8.952
Gas Natural	770	1.054	929	575
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	84	46	1.482	1.125
Biomasa/Biogás	100	264	384	737
Carbón	20	184	5.470	9.847
<b>TOTAL</b>	<b>6.450</b>	<b>14.132</b>	<b>19.862</b>	<b>36.010</b>

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	1.111	2.748	5.980	19.889
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
<b>TOTAL</b>	<b>2.701</b>	<b>4.433</b>	<b>11.597</b>	<b>29.468</b>

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](http://www.system.cl)

# diciembre 2014



## Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

[reporte@system.cl](mailto:reporte@system.cl)

[www.system.cl](http://www.system.cl)

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

[rjimenez@system.cl](mailto:rjimenez@system.cl)

Pablo Lecaros V. | Subgerente de Mercado  
Eléctrico y Regulación

[plecaros@system.cl](mailto:plecaros@system.cl)

Pablo Jiménez P. | Líder de Proyectos

[pjimenez@system.cl](mailto:pjimenez@system.cl)

Iván Chaparro U. | Ingeniero de Proyectos

[ichaparro@system.cl](mailto: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.