

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Enero 2015

[Volumen 8, número 1]

Contenido

Editorial	2
SIC	4
Análisis de operación del SIC	4
Proyección de costos marginales Systep	5
Análisis por empresa	6
SING	7
Análisis de operación del SING	7
Proyección de costos marginales Systep	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

Bajas proyectadas de costos marginales en el mercado eléctrico

Se proyectan cambios importantes en el mercado eléctrico chileno, implicando bajas relevantes de los costos marginales tanto en el SIC como en el SING. Esto se debe a un conjunto de factores de corto plazo (2015-2017) y de mediano-largo plazo (2018-2021). La disminución proyectada en los costos marginales promedios para el SIC entre los años 2016 y 2021, se sitúa en un rango entre 10 a 22 US\$/MWh. Esta baja es relativa a proyecciones previas de costos en torno a los 85-90 US\$/MWh en el SIC para el mismo periodo.

Dentro de los factores que afectan el corto plazo se considera una menor proyección de la demanda eléctrica, producto de la desaceleración económica, a lo que se le suma el retraso o postergación de proyectos industriales, específicamente faenas mineras como Pascua Lama, El Morro y Relincho. Otro factor de corto plazo es la baja en el precio internacional de los combustibles, específicamente en el precio del petróleo diesel y del carbón, debido a una disminución de la demanda mundial de combustibles, y adicionalmente en el caso del diésel, la existencia de una explotación agresiva que ha generado una sobre oferta de este commodity.

Estos factores explican una disminución de los costos marginales en un rango entre los 3 y 11 US\$/MWh para el periodo 2015-2017, específicamente, entre 1 a 6 US\$/MWh debido a la baja en el precio de los combustibles, y entre 2 a 5 US\$/MWh producto de la disminución en el crecimiento de la demanda.

Para el mediano-largo plazo se espera una importante incorporación de nuevos actores al mercado producto del resultado del proceso de licitación 2013/03 2° llamado, efectuada en diciembre 2014. Efectivamente, una sorpresa bienvenida con esta licitación fue el ingreso de nuevos participantes al sector, donde entrarían en operación más de 1.400 MW convencionales (600 MW correspondientes al proyecto GNL El Campesino y al menos 800 MW de las unidades de E-CL), y más de 1.000 MW ERNC en el año 2019. La adjudicación de estos contratos de suministro a proyectos ERNC facilitará la obtención de financiamiento, permitiendo a los desarrolladores mitigar el riesgo de exposición al mercado spot, asociado a las condiciones hidrológicas, variaciones del precio de combustible e intermitencia de generación, mejorando así sus ratios de cobertura financiera.

Las ofertas presentadas por Endesa fueron menos competitivas, pues realizó ofertas con un valor medio de 120 US\$/MWh para el bloque 3 y 117 US\$/MWh para el bloque 4, las cuales excedieron el precio de adjudicación en 16,8 US\$/MWh y en 3,8 US\$/MWh, respectivamente, aunque estas ofertas no comprometían el desarrollo de nuevas inversiones.

Este importante ingreso de nueva capacidad al sistema establecerá un nuevo equilibrio transitorio en el mercado, que se verá reflejado en un periodo de menores costos marginales, alcanzando valores por

debajo del costo de desarrollo de una central carbonera, que hoy corresponde a la tecnología de expansión más económica (80-86 US\$/MWh). Por otra parte, es importante la adjudicación a E-CL de un bloque de energía de 5.040 GWh-año a partir del año 2018, el cual según lo informado por la empresa sería suministrado por sus centrales CTM-2, CTM-3 y CTM-4 conectadas en el SING, siendo necesario realizar su proyecto de transmisión a unir Mejillones y Cardones. Este cuenta con aprobación medioambiental y con la ingeniería básica, además de tener una alta posibilidad de ser considerado como obra del sistema de transmisión troncal. La materialización del proyecto de E-CL implicaría la postergación de cualquier otro proyecto de interconexión, incluso la alternativa originalmente propuesta por el gobierno. Mantener dos proyectos de interconexión pierde sentido económico.

El efecto en los costos marginales producto del ingreso intensivo de energía de base económica implica una baja de entre 7 y 14 US\$/MWh en los costos marginales del SIC, con respecto a los valores proyectados hace un semestre. El impacto en los costos marginales podría ser mayor, pero gracias a la interconexión SIC-SING el exceso de energía económica es desplazado hacia el SING, disminuyendo los precios en este sistema en un rango entre 14 y 25 US\$/MWh con respecto a los 83 US\$/MWh promedios proyectados previamente para el periodo 2018 – 2021.

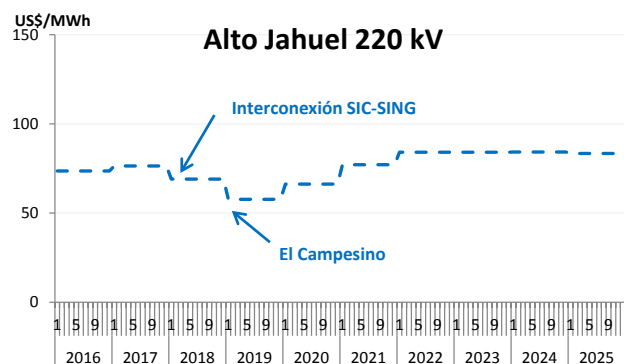


Figura 1: Costo marginal promedio anual en Alto Jahuel 220 kV – SIC

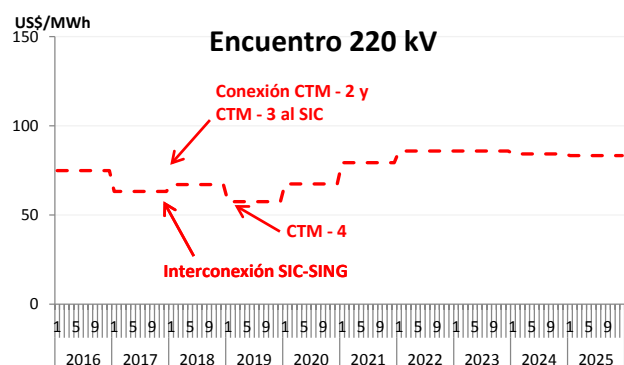


Figura 2: Costo marginal promedio anual en Encuentro 220 kV – SING

Estas proyecciones presuponen que los proyectos de generación y las obras necesarias para su operación son realizadas de acuerdo a las fechas indicadas por los desarrolladores en las ofertas. Cualquier cambio en las fechas de puesta en servicio de las obras modificaría los resultados y proyecciones expuestas. Sin embargo, existe un riesgo de que estos nuevos actores no puedan dar cumplimiento de manera oportuna a los contratos de suministros comprometidos. Por ejemplo, el proyecto El Campesino no cuenta aún con su aprobación ambiental, hito esencial para iniciar su construcción. Además, dicho proyecto necesita desarrollar el correspondiente terminal de regasificación que viabilice su operación. E-CL por su parte, ha declarado el inicio de construcción de su proyecto de interconexión, sin embargo aún deben materializarse de forma efectivas las correspondientes obras, de modo de que esta línea esté a tiempo para responder a la adjudicación. Este es un riesgo que fue asumido por la autoridad al momento de formular la licitación, en función de mejorar la cantidad y calidad económica de las ofertas. La misma autoridad tiene un rol central en contribuir a facilitar el correcto cumplimiento de los contratos adjudicados.

Si bien el costo marginal se desacoplará del precio de los contratos de suministro, este efecto debería ser transitorio ya que el mercado despejará las posibles oportunidades de arbitraje que se produzcan.

El resultado de esta licitación además ha reforzado el hecho de que los contratos de suministro son un mecanismo clave para el desarrollo de nueva infraestructura de generación, ya que mitigan la exposición al mercado spot, especialmente para aquellos proyectos con generación intermitente. Además demuestra que las modificaciones al proceso de licitación fueron bien recibidas por los desarrolladores de proyectos.

En las próximas licitaciones, a partir del 2015, existe la posibilidad de que nuevamente se produzca una entrada de nuevos actores, si los actuales agentes del mercado nuevamente no realizan ofertas competitivas. Esto podría nuevamente generar condiciones para que los costos marginales alcancen valores menores al costo de desarrollo de la tecnología de expansión, hasta que el mercado vuelva a su punto de equilibrio económico. La probabilidad que esto ocurra es menor, dado que las fechas de inicio de suministro de los próximos procesos de licitación coincidirán con la finalización de importantes contratos vigentes de Endesa, Colbún y AES Gener.

Es necesario aclarar que si bien las proyecciones de los costos marginales van a la baja, esto no tendrá un impacto real en las tarifas que enfrentarán los clientes regulados, ya que el valor de las cuentas finales será calculado en función del precio resultante de los contratos acordados en los procesos de licitación anteriores.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de diciembre la operación del SIC se caracterizó por una alta participación hidráulica, llegando a un 54% entre centrales de pasada y de embalse, aunque menor al 58% de participación de noviembre. Mientras que la participación a carbón llegó a un 26%, mayor al 22% del mes anterior.

Los mantenimientos mayores de centrales importantes en el SIC durante diciembre fueron: Nueva Renca (380 MW), Bocamina 1 (125 MW), Guacolda U4 (152 MW) y Ventanas I (120 MW). La participación de GNL aumentó de 9% a 10% respecto al mes de noviembre. Por último, continúa la paralización de la central Bocamina II (350 MW) iniciada en el mes de diciembre de 2013.

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles menores a los promedios históricos, pero por sobre los niveles de energía almacenada a igual fecha del año pasado (ver Figura 4).

Durante diciembre la central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con GNL, a un precio promedio declarado de 10,75 US\$/MMBtu. La unidad II de Nehuenco operó 6 días con GNL y costo variable nulo, mientras que la unidad 1 no operó. En tanto, la central Nueva Renca operó los últimos días de octubre con GNL declarado a un precio de 15,8 US\$/MMBtu.

Durante los primeros días del mes de diciembre el costo marginal lo marcaron unidades diesel, sin embargo avanzado el mes el costo marginal lo marcó al valor del agua, el cual varió entre 91,9 y 124,9 US\$/MWh en Rapel (ver Figura 5).

En diciembre de 2014 el costo marginal del SIC promedió 116,8 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 39,1% mayor respecto al mes de diciembre de 2013 (83,9 US\$/MWh), y 29% mayor respecto a noviembre de 2014 (90,35 US\$/MWh).

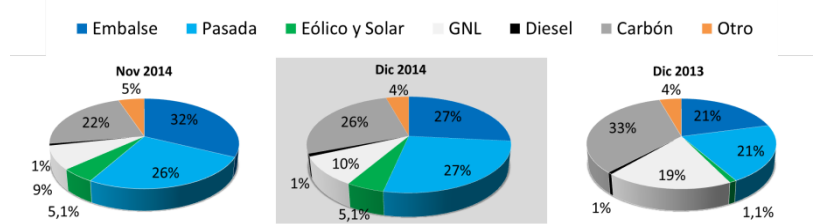


Figura 3: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

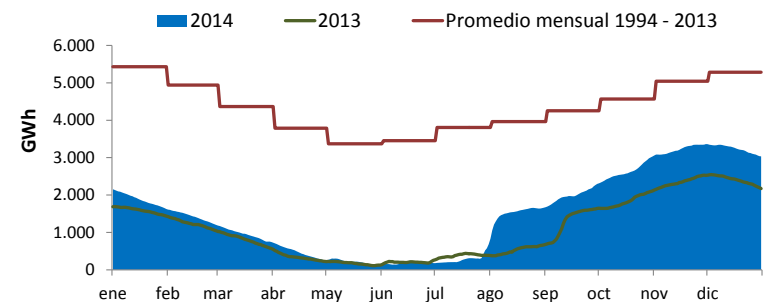


Figura 4: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC).

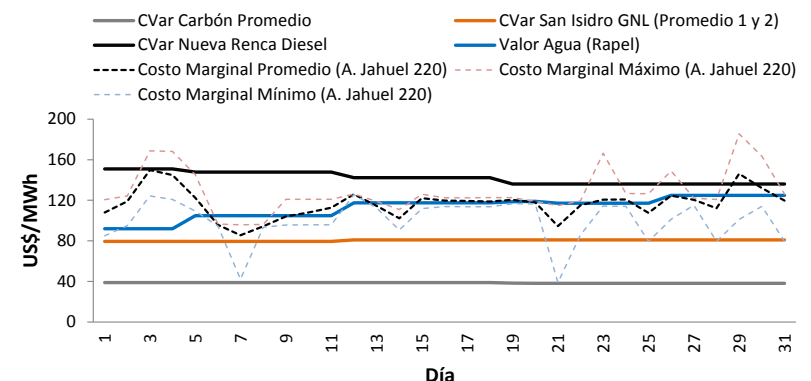


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre (Fuente: CDEC-SIC)

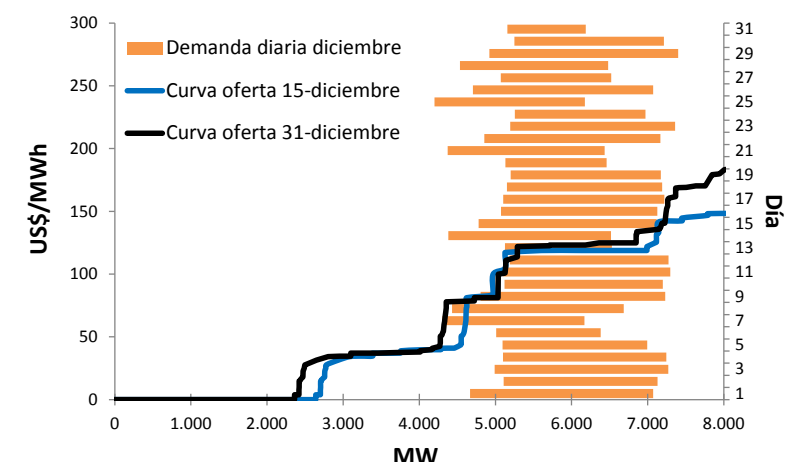


Figura 6: Demanda diaria durante diciembre y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Recientemente el CDEC-SIC publicó el quinto pronóstico de deshielos para los meses de enero a marzo 2015, en donde se estiman probabilidades de excedencia de entre 31% y 98% dependiendo del afluente, con un promedio de 84%.

En esta proyección se considera la entrada de Bocamina II para junio 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 548,2 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 213,6 MW son eólicos, 55,6 MW hídricos, 257 MW solares y 22 MW de biomasa.

El precio del diésel considera la tendencia de los últimos 6 meses con un piso de US\$ 70 el barril en el nodo de referencia del SIC (Nueva Ventanas).

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	2,8%	
	2015	3,3%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		84,5
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		Ene 100,9
			Feb 94,9
			Mar 88,8
			Abr 82,8
			May 76,8
			Jun-Dic 70,0
Disponibilidad GNL	GNL US\$/MMBtu (CIF)		
	San Isidro	6,0	12,0
	Nehuenco	0,0	0,0
	Nueva Renca	Sin GNL	Sin GNL
		Total	Limitada
		Limitada	Limitada

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-2015 a Junio-2015	100.86	34.19	114.58	34.38
Julio-2015 a Diciembre-2015	41.27	20.33	43.39	23.61

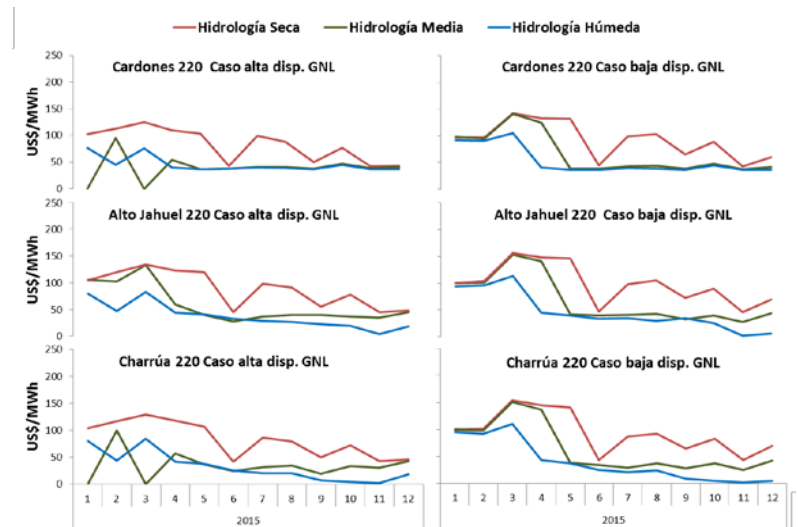


Figura 7: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

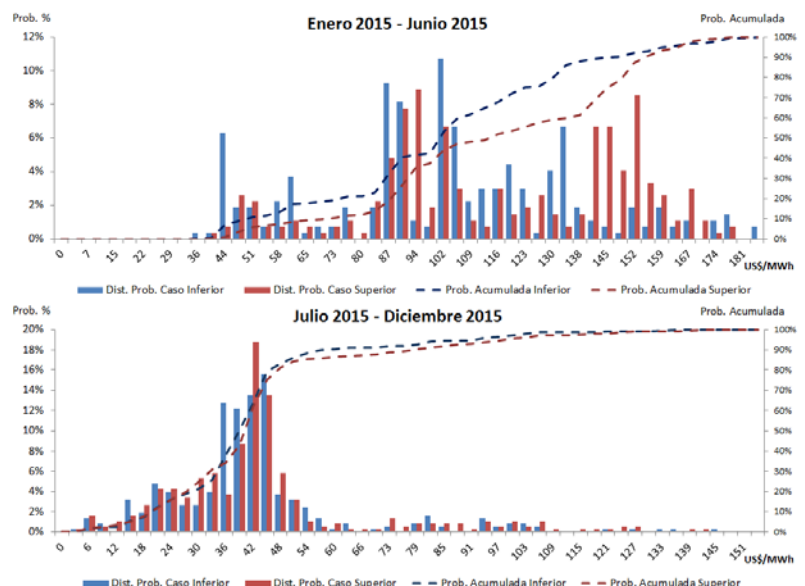


Figura 8: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

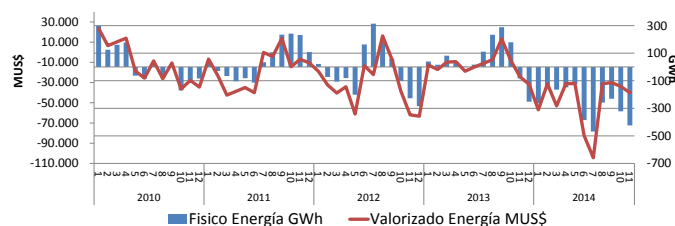
En diciembre, Endesa continúa sin generación a carbón debido al mantenimiento mayor de Bocamina I y la paralización de Bocamina II. Por otra parte, la generación hidráulica de pasada de Colbún y Pehuenche prácticamente se mantuvo, mientras que la de embalse disminuyó. En tanto, Aes Gener y Endesa aumentaron su generación de GNL por la operación de la central Nueva Renca y San Isidro I y II respectivamente, mientras que Guacolda mantuvo su generación en base a carbón.

Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Nov 2014	Dic 2014	Dic 2013
Pasada	259	278	277
Embalse	567	539	395
Gas	0	0	0
GNL	275	342	484
Carbón	0	0	87
Diésel	4	2	8
Eólico	19	15	9
Total	1.124	1.177	1.261

Costos Variables prom. Dic 2014 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	45,7
San Isidro GNL (prom. I y II)	80,4
Taltal Diesel	244,3

Transferencias de Energía Nov 2014	
Total Generación (GWh)	1.124
Total Retiros (GWh)	1.549
Transf. Físicas (GWh)	-424,9
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-40,0

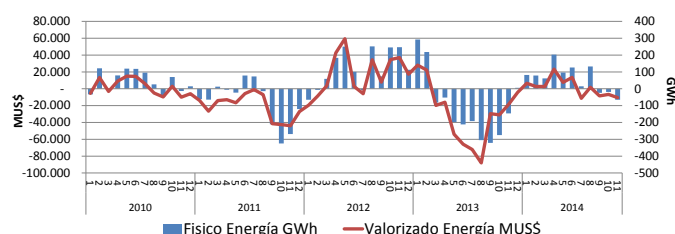


Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Nov 2014	Dic 2014	Dic 2013
Pasada	231	231	301
Embalse	475	422	257
Gas	0	0	0
GNL	64	16	252
Carbón	115	258	265
Diésel	1	2	1
Eólico	0	0	0
Total	886	929	1.076

Costos Variables prom. Dic 2014 (US\$/MWh)	
Santa María	37,0
Nehuenko GNL (prom. I y II)	0
Nehuenko Diesel (prom. I y II)	146,3

Transferencias de Energía Nov 2014	
Total Generación (GWh)	886
Total Retiros (GWh)	951
Transf. Físicas (GWh)	-65
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-10,5

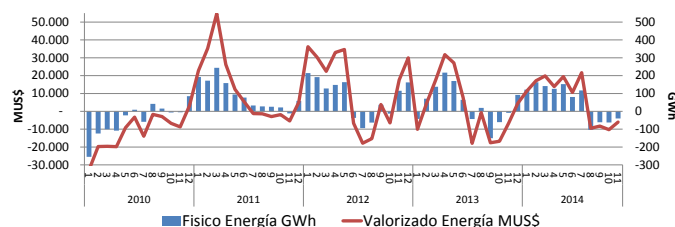


AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Nov 2014	Dic 2014	Dic 2013
Pasada	113	144	169
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	24	84	0
Carbón	498	533	517
Diésel	2	0	0
Eólico	0	0	0
Otro	3	4	4
Total	639	765	690

Costos Variables prom. Dic 2014 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	41,8
N. Ventanas y Campiche	38,9
Nueva Renca GNL	116,9

Transferencias de Energía Nov 2014	
Total Generación (GWh)	639
Total Retiros (GWh)	679
Transf. Físicas (GWh)	-39,9
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-6,0

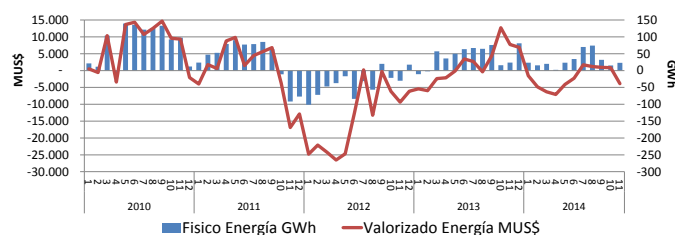


Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Nov 2014	Dic 2014	Dic 2013
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	355	398	452
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	355	398	452

Costos Variables prom. Dic 2014 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	34,7
Guacolda III	31,4
Guacolda IV	34,3

Transferencias de Energía Nov 2014	
Total Generación (GWh)	355
Total Retiros (GWh)	332
Transf. Físicas (GWh)	22,9
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-3,9

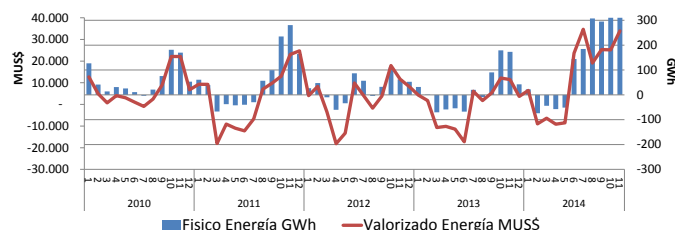


Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Nov 2014	Dic 2014	Dic 2013
Pasada	83	89	68
Embalse	354	235	169
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	437	324	237

Costos Variables prom. Dic 2014 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	

Transferencias de Energía Nov 2014	
Total Generación (GWh)	437
Total Retiros (GWh)	31
Transf. Físicas (GWh)	406
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	33,9



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

Durante diciembre la operación del SING presentó una leve disminución en la participación de generación a gas natural, de 12% en noviembre a 11% en diciembre. Por otra parte, la participación del carbón se mantuvo sin variaciones respecto al mes anterior (ver Figura 9).

En diciembre estuvo fuera de operación por mantenimiento mayor la unidad M1AR1 (1,1 MW diesel) y U12 (78 MW carbón), ambas de E-CL.

El precio del GNL declarado por la Central Tocopilla fue de 6,7 US\$/MMBtu promedio en diciembre. Así, el costo variable del GNL se ubicó levemente por encima de los costos variables promedio del carbón (ver Figura 10). Por otra parte, la unidad CTM3 (de propiedad de E-CL, pero arrendada por AES Gener), operó sólo los dos primeros días del mes con un costo de GNL de 17 US\$/MMBtu.

Los costos marginales en diciembre fueron marcados mayoritariamente por el costo variable de unidades a carbón y la unidad U16 de GNL. El promedio mensual en la barra Crucero 220 fue de 51,5 US\$/MWh, lo cual representa una disminución de 11% respecto del mes de noviembre (57,9 US\$/MWh), y una disminución de un 46% respecto a diciembre de 2013 (95 US\$/MWh).

A partir de julio de 2014, la compensación por barra producto de la RM 39, que compensa a las empresas generadoras por el sobre costo de la operación, no es publicada por el CDEC-SING debido a un cambio en el procedimiento de "Valorización de Transferencias Económicas".

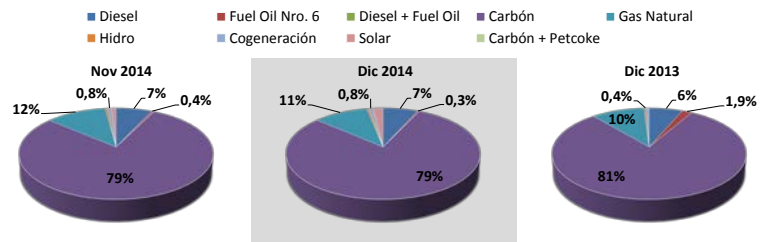


Figura 9: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

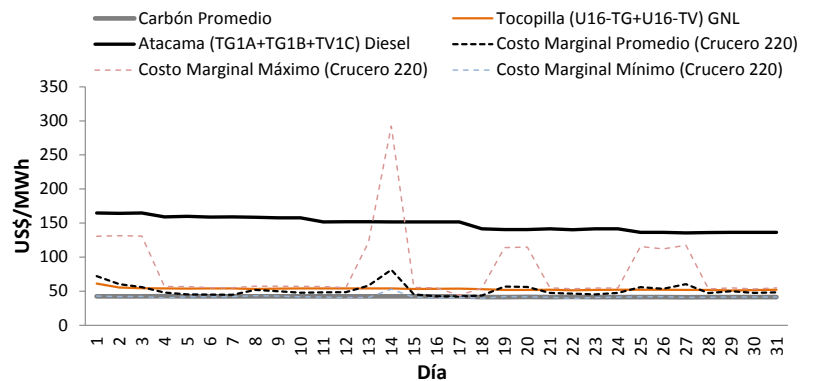


Figura 10: Principales costos variables y costo marginal diario de diciembre (Fuente: CDEC-SING)

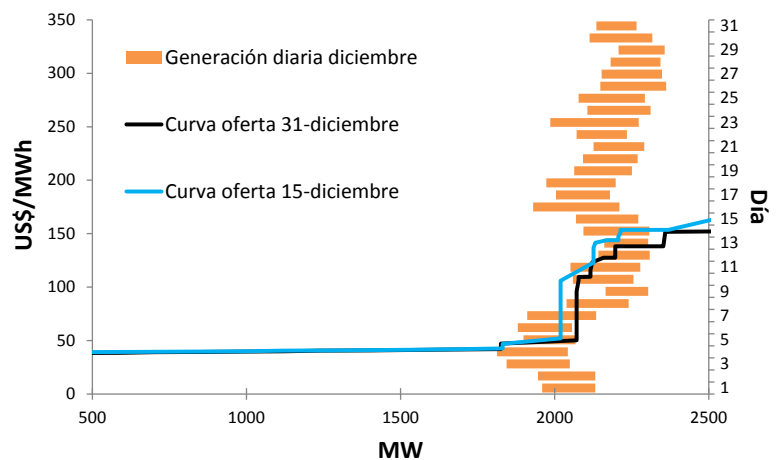


Figura 11: Generación diaria durante diciembre y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En base a lo informado por los grandes consumidores del SING, para 2015 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 5 proyectos solares por un total de 96 MW.

El precio del diésel considera la tendencia de los últimos 6 meses con un piso de US\$ 70 el barril en el nodo de referencia del SING (Mejillones).

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

Supuestos SING			Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2014		2,4%	3,2%	3,4%
	2015		9,3%	14,1%	19,6%
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl		Ene 97,3 Feb 90,0 Mar 84,4 Abr 78,0 May 71,5 Jun-Dic 70,0		
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	82,8		
		Angamos	81,7		
		Tocopilla	82,7		
		Andina	78,5		
		Hornos	85,4		
Disponibilidad GNL	GNL US\$/MMBtu (CIF)	Norgener	90,0		
		Tarapacá	90,8		
		Mejillones, Tocopilla, Atacama, Salta	5,4 - 7,0 Sin GNL 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 84,0 US\$/MWh, en comparación a los 89,4 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar 97,9 US\$/MWh.

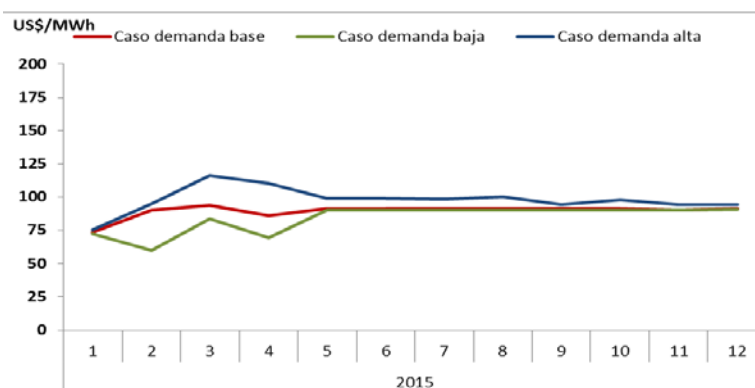


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

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 2015 publicado por el CDEC-SING, vigente desde el 1 de enero. En este ámbito, la proyección efectuada no presenta variaciones significativas 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 febrero de 2015, particularmente importante por ser la unidad que generalmente marca el costo marginal en las horas de alta demanda.

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

Notar que esta proyección es el resultado de la simulación del despacho económico de carga del SING, en donde el costo marginal corresponde al costo variable de la unidad más cara en operación. No se considera la aplicación de toda la normativa legal vigente: Procedimiento de Cálculo del Costo Marginal (CDEC-SING), Resoluciones Ministeriales y otros. Por lo tanto, los costos marginales proyectados podrían estar sobrestimados respecto de los costos marginales finalmente utilizados en las transferencias de energía en el CDEC.

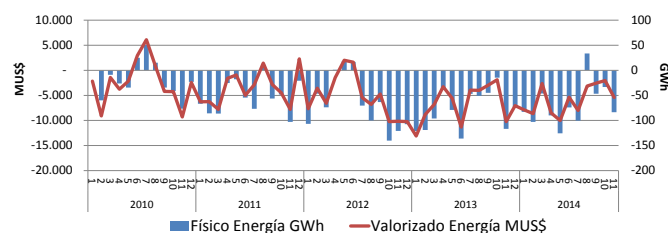
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de diciembre, E-CL mantuvo su generación a carbón y disminuyó la generación a GNL de su unidad CTM3. Por su parte, la generación a carbón de AES Gener aumentó en este mes producto de un mayor aporte de las centrales Angamos y Norgener. Asimismo, Celta también aumentó su generación con carbón. Finalmente, GasAtacama operó principalmente con diésel.

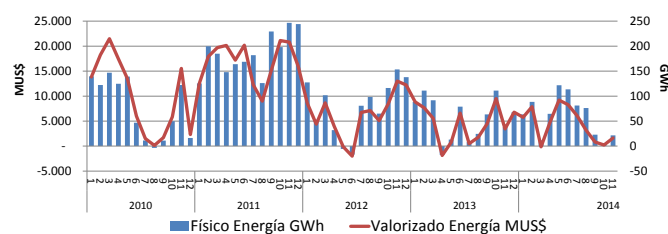
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Dic 2014 (US\$/MWh)	
	Nov 2014	Dic 2014	Dic 2013		
Diesel	3	1	1	Andina Carbón	46,1
Fuel Oil Nro. 6	6	4	26	Mejillones Carbón	40,6
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	67,8
Carbón	603	607	598	Transferencias de Energía Nov 2014	
Gas Natural	154	138	152	Total Generación (GWh)	769
Hidro	4	4	4	Total Retiros (GWh)	853
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-83,6
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-5.405
Total	769	755	781		



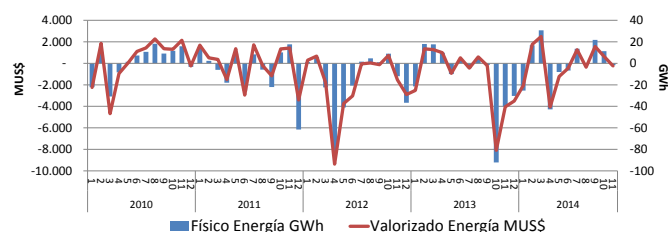
AES Gener (incluye Angamos)

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Dic 2014 (US\$/MWh)	
	Nov 2014	Dic 2014	Dic 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	493	550	544	Transferencias de Energía Nov 2014	
Gas Natural	9	6	0	Total Generación (GWh)	503
Hidro	0	0	0	Total Retiros (GWh)	481
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	21,6
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.615
Total	503	555	544		



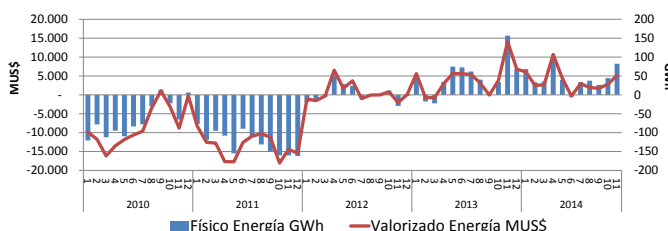
Celta

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Dic 2014 (US\$/MWh)	
	Nov 2014	Dic 2014	Dic 2013		
Diesel	0,4	0,3	0,4	Tarapacá Carbón	38,3
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Nov 2014	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	75
Carbón	75	79	63	Total Retiros (GWh)	77
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-1,7
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-242
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	75	79	63		



GasAtacama

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Dic 2014 (US\$/MWh)	
	Nov 2014	Dic 2014	Dic 2013		
Diesel	98	102	93	Atacama Diesel	
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	(TG1A+TG1B+TV1C)	180
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Nov 2014	
Carbón	0	0	0	Total Generación (GWh)	107,4
Gas Natural	9	19	0	Total Retiros (GWh)	25,0
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	82,4
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	5.137
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	107	121	93		



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 2014, es de 85,97 US\$/MWh para el SIC y 102,04 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 marzo de 2014.

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a diciembre 2014 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	81,7	15.475
COLBÚN	89,1	6.932
AES GENER	87,8	5.776
GUACOLDA	76,9	900
CAMPANARIO	112,0	743
M. REDONDO	106,7	303
D. ALMAGRO	109,4	220
PUYEHUE	95,8	165
PANGUIPULLI	117,0	241
PUNTILLA	112,9	83
Precio Medio de Licitación SIC	85,97	
SING		
E-CL	102,0	2.200
Precio Medio de Licitación SING	102,04	

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	69,9	12.587
Chilquinta	92,7	3.131
EMEL	90,0	2.349
CGED	108,1	8.121
SAESA	84,3	4.649
Precio Medio de Licitación SIC	85,97	
SING		
EMEL-SING	102,0	2.200
Precio Medio de Licitación SING	102,04	

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de noviembre de 2014, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.422 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 165 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante noviembre fue igual a 455 GWh, es decir, un 176% de la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de noviembre, la mayor parte fue generada por centrales de eólicas (42%), seguidas por centrales hidráulicas (24%) y de biomasa (23%). En tanto, los generadores solares representaron el 11,5% de las inyecciones ERNC de ese mes.

La Figura 14 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.

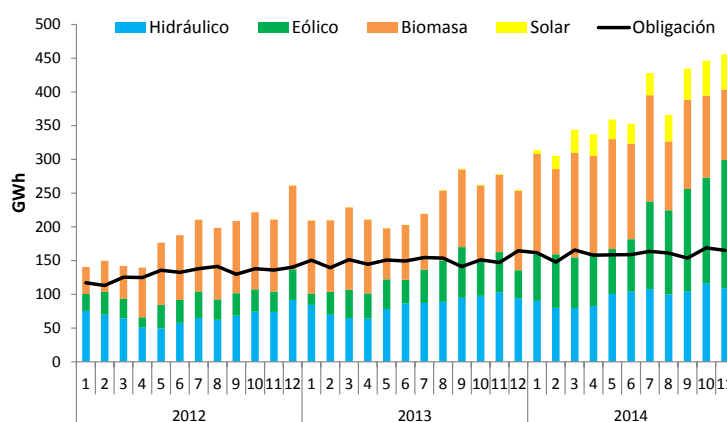


Figura 13: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

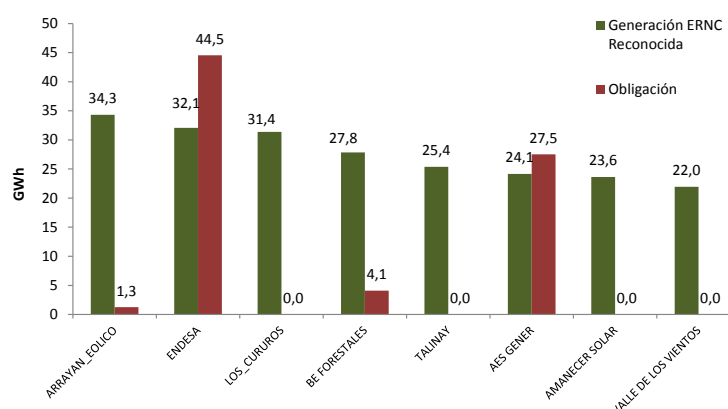


Figura 14: Generación reconocida y obligación por empresa, noviembre de 2014 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) SIC y SING	Reforma a las licitaciones de suministro para clientes regulados	Franquicia tributaria respecto de sistemas solares térmicos
El día 15 de diciembre la CNE aprobó los procedimientos de SSCC desarrollados por el CDEC-SIC y CDEC-SING. Según lo estipulado en el Reglamento, ambos CDEC cuentan con 30 días, a partir de la aprobación de los procedimientos, para emitir el Informe de Definición y Programación de SSCC (SIC) (SING).	El 6 de enero la Cámara de Diputados aprobó modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, que perfeccionan el sistema de licitaciones de suministro para clientes regulados. De esta forma la ley queda a la espera de ser promulgada por la Presidenta (ver más).	En primer trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que busca modificar la ley N° 20.365, con el fin de ampliar la aplicación de la franquicia tributaria relativa a la instalación de sistemas solares térmicos (ver más).

[Informe del ETT sugiere interconexión SIC-SING a través de línea de E-CL](#) ([ver más](#))

El último informe de avance del Estudio de Transmisión Troncal recomienda interconectar los sistemas nacionales con el proyecto de E-CL a través de su filial Transmisora Eléctrica del Norte (TEN).

[Energía deberá tramitar cinco proyectos de ley en 2015 tras licitaciones](#) ([ver más](#))

A los planes de gas por redes y asociatividad, pendientes de 2014, se suman iniciativas en transmisión, geotermia y Eficiencia Energética.

[AELA Energía busca impugnar último proceso de licitación de suministro eléctrico para clientes regulados](#) ([ver más](#))

La acción de Sergio del Campo, ahora gerente general de AELA Energía, pone en jaque el ingreso al mercado local de la francesa EDF.

[Open Season para GNL Quintero](#) ([ver más](#))

Se ofrece capacidad adicional de regasificación de gas natural licuado para el ingreso de nuevos usuarios al terminal.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 6.286 MW, con una inversión de MMUS\$ 13.736. En el último mes se aprobaron ambientalmente seis proyectos de generación: "Parque Eólico Mesamávida" (103 MW) ubicado en la octava región, dos proyectos solares (85 MW), uno biomasa (40 MW) y dos hidráulicos (42 MW).

Además, ingresaron a evaluación ambiental cuatro nuevos proyectos: dos solares (212 MW) y dos de biomasa (39 MW). 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 2.830 MW, con una inversión de MMUS\$ 5.328. En el mes de diciembre ingresaron tres proyectos solares que totalizan 342,5 MW todos ubicados en la segunda región.

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

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Eólico	1.799	4.054	4.962	9.884
Hidráulica	1.695	2.827	2.220	4.044
Solar	1.546	4.391	5.065	13.301
Gas Natural	436	690	1.271	1.253
Geotérmica	0	0	72	32
Diesel	515	1.226	1.035	1.654
Biomasa/Biogás	24	48	489	1.176
Carbón	270	500	4.981	9.567
TOTAL	6.286	13.736	20.095	40.910

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	1.240	3.643	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
TOTAL	2.830	5.328	11.597	29.468

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

enero2015



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

reporte@systep.cl

www.systep.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V. | Subgerente de Mercado
Eléctrico y Regulación

plecaros@systep.cl

Pablo Jiménez P. | Líder de Proyectos

pjimenez@systep.cl

Iván Chaparro U. | Ingeniero de Proyectos

ichaparro@systep.cl

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