

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Febrero 2016

[Volumen 9, número 2]

Contenido

Editorial	2
SIC	3
Análisis de operación del SIC	3
Proyección de costos marginales System	4
Análisis por empresa	5
SING	6
Análisis de operación del SING	6
Proyección de costos marginales System	7
Análisis por empresa	8
Suministro a clientes regulados	9
Energías Renovables No-Convencionales	9
Monitoreo regulatorio y hechos relevantes	10
Proyectos en SEIA	10

Avances en la tarificación de la distribución

En mayo próximo se inicia un nuevo proceso de tarificación de las empresas distribuidoras, con la finalidad de determinar el valor agregado de distribución VAD 2016-2020, quizás el último como lo conocemos actualmente. Esto, porque el proyecto de Ley de Eficiencia Energética, el cual debiese ser ingresado durante este año, contendría modificaciones al proceso de tarificación que considerarían a lo menos cambio de la tasa de rentabilidad de las empresas, hoy fija en un 10%.

El proceso de tarificación consiste en la realización de dos estudios de costos de empresas modelos¹, uno por parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y otro por las empresas distribuidoras de referencia para cada área típica², los cuales son ponderados con una razón de dos tercios y un tercio, respectivamente. Las áreas típicas se determinan considerando el momento de carga (energía por km de red) en donde el área 1 es la que transporta mayor energía por km (Chilectra - Santiago) y la 6 es la que posee menor momento (Temuco - Codiner).

Entre los cambios que están siendo considerados por la autoridad del proceso de tarificación, Andrés Romero, Secretario Ejecutivo de la CNE, señaló en una entrevista al periódico Pulso: "...vamos a ir a un modelo tarifario como el que tenemos en transmisión con un Panel de Expertos, con un estudio de la comisión, etc. Un proceso que sea discutible ante un panel pero que lo lleve adelante la autoridad"³.

El interés de mejorar el proceso no es nuevo. La Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE) en el 2011 señaló que el esquema utilizado no ha reflejado las eficiencias logradas a lo largo del tiempo, con empresas modelos que se alejan de la empresa real, y que la ponderación de los estudios entrega señales perversas de divergencias en estos estudios. La CADE recomendó la realización de un estudio tarifario completo, que incluyera el cálculo de las tarifas finales, manteniendo el esquema de dos estudios por área típica, pero incorporando al Panel de Expertos para resolver las discrepancias. El objetivo de largo plazo era que el Panel decidiera entre un estudio y el otro, con una transición en que se segmentara el estudio por partes y las discrepancias de cada parte fueran resueltas por el Panel. Además, indicó considerar una etapa de negociación intermedia antes de ir al Panel, como se aplica en las tarifas de servicios sanitarios. Sugirió también modificar la tasa de rentabilidad, considerando una tasa de mercado de largo plazo y los niveles de riesgo del negocio.

Independiente de los cambios que se introduzcan en la metodología para calcular el VAD, es fundamental conciliar los intereses del regulador de bajar las tarifas finales con los de las empresas distribuidoras de rentar sus instalaciones, bajo un marco de eficiencia en inversión y operación.

La Figura 1 muestra las diferencias porcentuales del 2004 al 2012 entre los valores finales del VAD equivalente del sistema de distribución (VADSD) entre los estudios de las distribuidoras y los de la CNE, para las áreas 1 a 5 (se excluye el área 6 rural, por cambio constante de la empresa modelo). Si bien hay áreas

típicas donde la diferencia crece, existe una tendencia a la convergencia, aunque persisten diferencias entre 20% y 40%, los de las empresas mayores que los de la CNE.

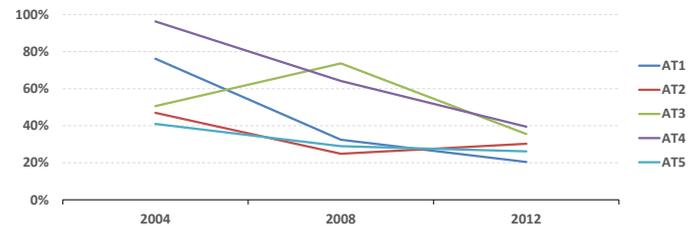


Figura 1: Diferencia porcentual entre estudios de VAD de distribuidoras y CNE

La Figura 2 ilustra cómo afecta al cliente la fijación del VAD, en términos de su cuenta final. La participación del VAD en la tarifa depende principalmente del área típica, pero también influye el consumo energético del cliente. El VAD alcanza su mayor participación en el área típica 5 llegando al 35%, mientras que el menor peso se da en el área típica 1, siendo solo del 14%, considerando una tarifa BT1 (residencial) con un consumo de 200 kWh. En ambos casos, el mayor impacto en la tarifa lo tiene el precio de la energía generada en el mercado mayorista. En consecuencia, un aumento de por ejemplo un 20% en el VAD, se traduce en aumentos acotados en la tarifa final de los clientes de 2,8% para Chilectra y de 7% para Frontel. Cabe señalar que el proyecto de Ley de Equidad Tarifaria busca reducir estas diferencias: el VAD aumentaría en las zonas urbanas (áreas 1, 2 y 3) y disminuiría en las zonas rurales (áreas 4, 5 y 6).

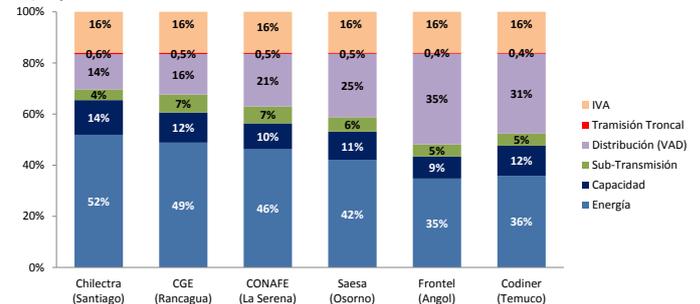


Figura 2: Composición porcentual de la tarifa final BT1 de un consumo de 200 kWh actualizado a enero del 2016

Una de las metas propuestas de la política Energía 2050 es mejorar la calidad del servicio eléctrico y que la indisponibilidad de suministro eléctrico promedio al cliente final no supere 1 hora/año en cualquier localidad del país. La meta anterior es muy exigente comparada con los estándares normativos vigentes (10 horas/año en MT y 20 horas/año en BT)⁴, cuyo cumplimiento por parte de las distribuidoras⁵ es fiscalizado anualmente por la SEC. Si bien todos los años existen alimentadores⁶ pertenecientes a las distribuidoras que superan estos índices (4,3% de ellos en el año 2014), compensando éstas a los clientes por los excesos, la mayoría se encuentra dentro de los valores permitidos, cumpliendo con la reglamentación vigente. Alcanzar el objetivo propuesto de Energía 2050 exigirá aumentar la robustez de estos sistemas mediante mayores inversiones en las redes y equipos asociados, con impactos directos en el VAD.

¹ La empresa modelo asume supuestos de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de la empresa distribuidora operando en el país.

² Área típica: Agrupación de empresas o sectores de ellas, cuyos valores agregados por la actividad de distribución se parecen entre sí.

³ Pulso: "[Ley de eficiencia energética incluirá cambio en las tasas de rentabilidad de las empresas de distribución](#)".

⁴ Decreto Supremo N°327

⁵ SEC - Ranking 2014 de Calidad de Servicio de las Empresas de Distribución de Electricidad

⁶ Un alimentador es un circuito de la red de distribución que se utiliza para distribuir electricidad a los domicilios de los clientes.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de enero la operación del SIC se caracterizó por una participación hidráulica de un 48%, lo cual es un 13% menor respecto al mes anterior. Por otra parte, la participación GNL subió en un 11% mientras que el carbón aumentó en un 2% (ver Figura 3). Es decir, la menor disponibilidad de energía de embalse fue compensada por mayor generación GNL.

Durante el mes de enero estuvieron en mantenimiento mayor las unidades San Isidro TV (136 MW), Nueva Renca (380 MW, GNL/Diesel), Ralco U1 y U2 (390 y 300 MW respectivamente), Guacolda U4 (152 MW, Carbón), entre otras.

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 60% del promedio mensual histórico de enero (ver Figura 4). En lo que va del año hidrológico 2015/2016 (desde abril a enero), el nivel de excedencia observado es igual a 79%, es decir, se ubica entre el 21% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Durante enero la operación de los ciclos combinados se dio de forma constante. La central San Isidro operó sus dos unidades con GNL, a un precio promedio declarado de 5,66 US\$/MMBtu. Mientras que Nehuenco declaró un costo variable nulo. En tanto, la central Nueva Renca, operó con GNL declarado a un precio de 6,7 US\$/MMBtu hacia el final del mes.

Los costos marginales fueron bajos en el SIC durante enero. Éstos estuvieron determinados principalmente por el valor del GNL. Por su parte, el valor del agua embalsada tuvo valores similares al GNL hacia finales del mes (Figura 5).

En enero de 2016 el costo marginal del SIC promedió 50,4 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 53% menor respecto al mes de enero de 2014 (117,8 US\$/MWh), y 17% mayor respecto a diciembre de 2015 (43,2 US\$/MWh).

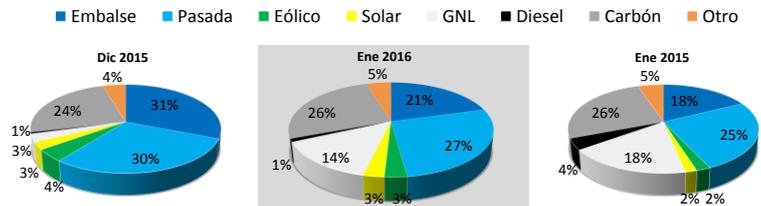


Figura 3: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

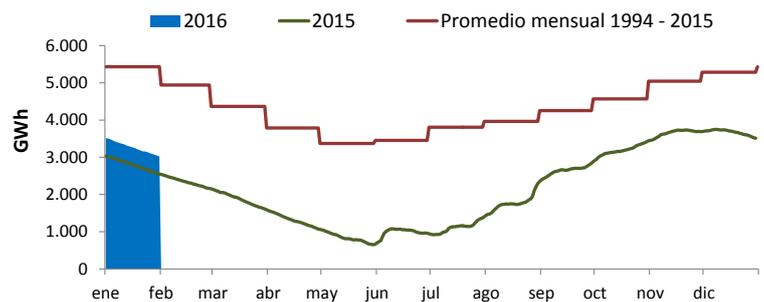


Figura 4: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC)

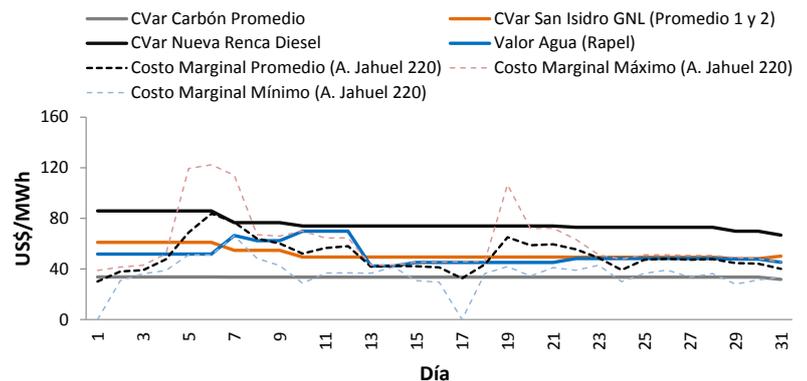


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de enero (Fuente: CDEC-SIC)

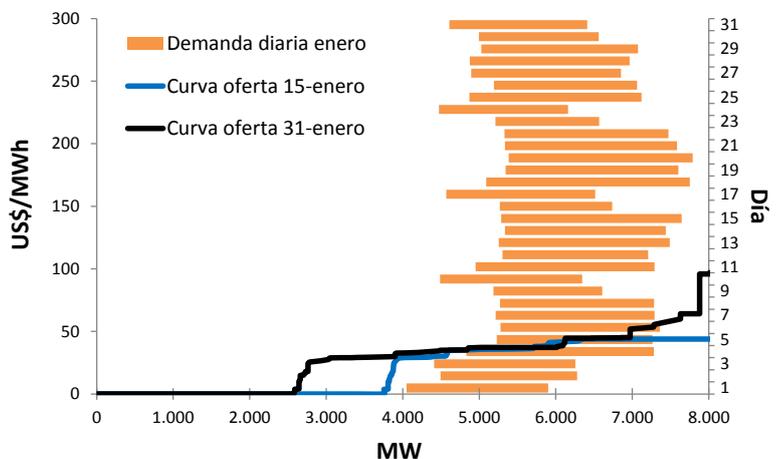


Figura 6: Demanda diaria durante enero y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: System)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección System de costos marginales a 12 meses

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

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

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

Supuestos SIC		Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL
Crecimiento demanda	2016	2,1%	
	2017	3,1%	
Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		80,0	
Diesel US\$/Bbl (Quintero)		52,1	
Precios combustibles	GNL US\$/MMBtu (CIF)	6,0	12,0
	San Isidro	0,0	0,0
	Nehuenco Nueva Renca	6,0	12,0
Disponibilidad GNL	San Isidro (Feb16-Abr16)	Limitada	Limitada
	San Isidro (May16-Oct16)	Completa	Completa
	San Isidro (Nov16-Dic16)	Limitada	Limitada
	San Isidro (Ene17)	Completa	Completa
	Nueva Renca (Feb16 - Abr16)	0	0
	(*) Nueva Renca (May16 - Jul16)	Completa	Limitada
	Nueva Renca (Ago16 - Ene17)	0	0
Disponibilidad GNL	Nehuenco (Ene16 - Jul16)	Limitada	Limitada
	Nehuenco (Ago16 - Dic16)	0	0
	Nehuenco (Ene17)	Limitada	Limitada

(*) Contrato de abastecimiento de GNL con ENAP.

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

Costo Marginal Mensual	Caso Alta disp. GNL		Caso Baja disp. GNL	
	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
Feb-2016 a Dic-2016	44,63	13,22	55,64	20,39
Ene-2016	41,87	13,19	47,65	16,36

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 2.240 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 1.340 MW son solares, 707 MW eólicos, 169 MW hídricos, y 26 MW de cogeneración. Cabe destacar que parte importante de los proyectos de generación han adelantado su fecha de entrada en uno o dos meses con respecto a las fechas informadas en el mes anterior.

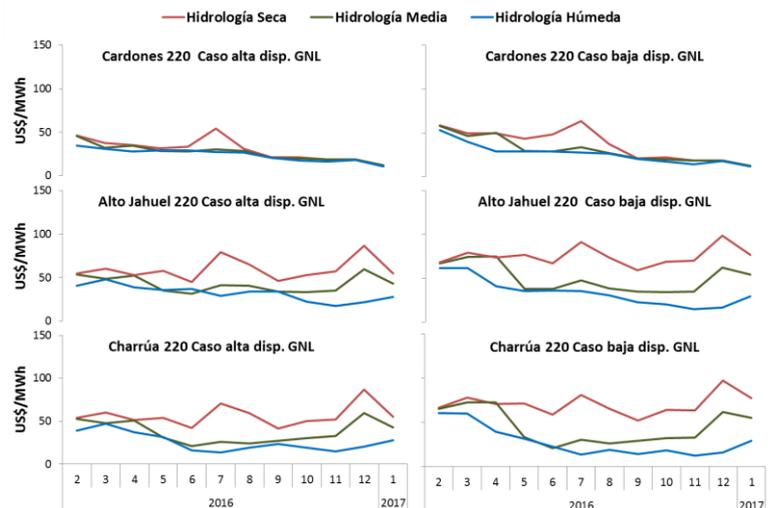


Figura 7: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: System)

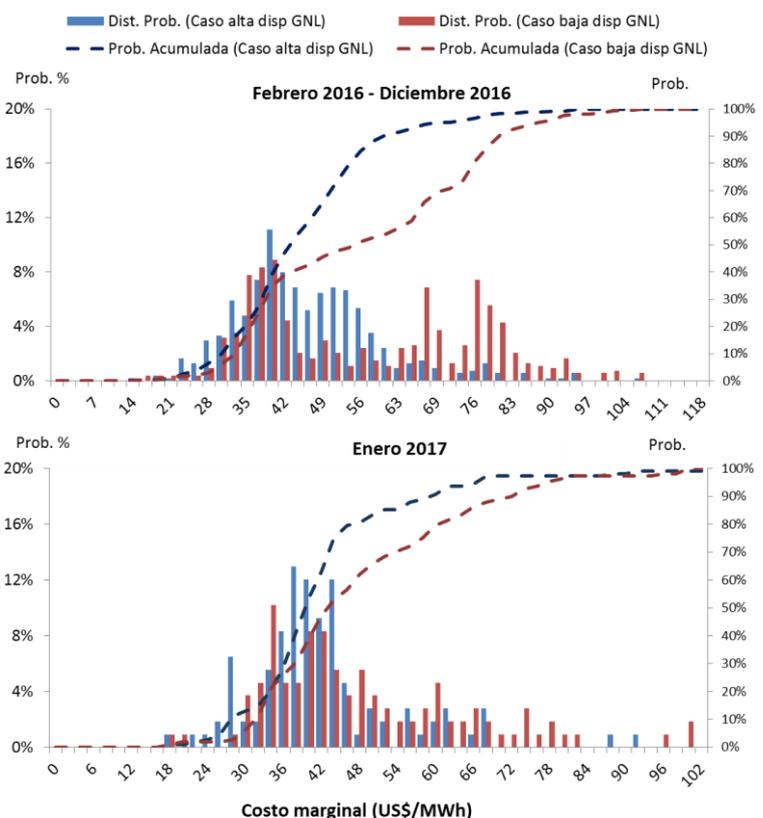


Figura 8: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: System)

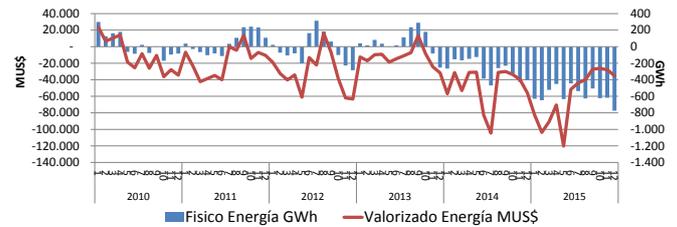
Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

En enero, Endesa mostró un aumento de su generación a GNL debido a la operación de la central San Isidro. Por su parte, Colbún aumentó su generación a carbón y GNL por mayor participación de la central Santa María y Nehuenco, respectivamente. Mientras que AES Gener redujo su generación GNL y carbón. Guacolda vio reducida su generación por el mantenimiento de su unidad 4. Finalmente Pehuenche disminuyó su generación hidráulica.

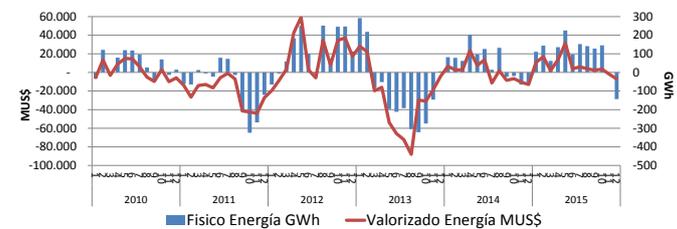
Endesa

Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Ene 2016 (US\$/MWh)	
Dic 2015	Ene 2016	Ene 2015		
Pasada	282	282	Bocamina (prom. I y II)	37,1
Embalse	646	518	San Isidro GNL (prom. I y II)	52,1
Gas	0	0	Taltal Diesel	244,3
GNL	18	248	Transferencias de Energía Dic 2015	
Carbón	162	99	Total Generación (GWh)	1.125
Diésel	2	0	Total Retiros (GWh)	1.899
Eólico	15	9	Transf. Físicas (GWh)	-773,6
Total	1.125	1.099	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-35,2



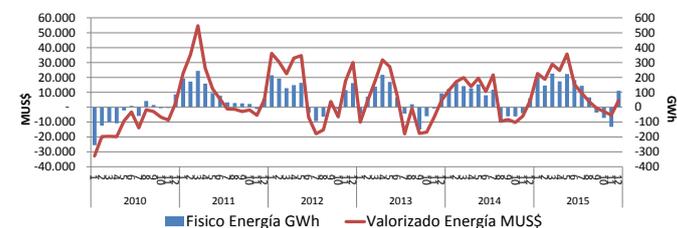
Colbún

Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ene 2016 (US\$/MWh)	
Dic 2015	Ene 2016	Ene 2015		
Pasada	232	186	Santa María	29,4
Embalse	476	271	Nehuenco GNL (prom. I y II)	0
Gas	0	0	Nehuenco Diesel (prom. I y II)	106,3
GNL	13	359	Transferencias de Energía Dic 2015	
Carbón	7	254	Total Generación (GWh)	728
Diesel	0	0	Total Retiros (GWh)	871
Eólico	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-143
Total	728	1.070	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-7,0



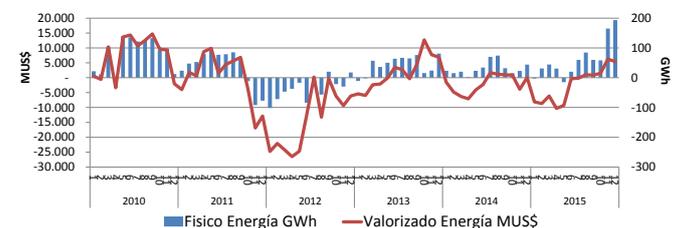
AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Ene 2016 (US\$/MWh)	
Dic 2015	Ene 2016	Ene 2015		
Pasada	155	168	Ventanas prom. (prom. I y II)	36,8
Embalse	0	0	N. Ventanas y Campiche	35,9
Gas	0	0	Nueva Renca GNL	71,8
GNL	105	53	Transferencias de Energía Dic 2015	
Carbón	525	453	Total Generación (GWh)	786
Diesel	1	14	Total Retiros (GWh)	675
Eólico	0	0	Transf. Físicas (GWh)	110,7
Otro	1	2	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	4,6
Total	786	690		



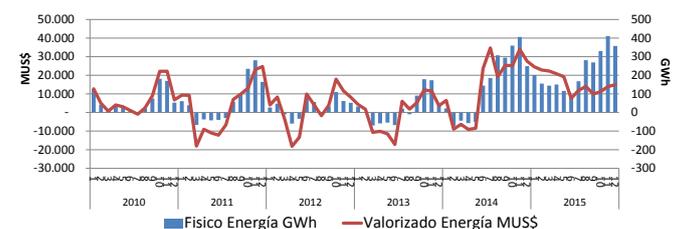
Guacolda

Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ene 2016 (US\$/MWh)	
Dic 2015	Ene 2016	Ene 2015		
Pasada	0	0	Guacolda I y II	30,3
Embalse	0	0	Guacolda III	28,8
Gas	0	0	Guacolda IV	29,9
GNL	0	0	Transferencias de Energía Dic 2015	
Carbón	411	388	Total Generación (GWh)	411
Diesel	0	0	Total Retiros (GWh)	218
Eólico	0	0	Transf. Físicas (GWh)	193,5
Total	411	388	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	5,4



Pehuenche

Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ene 2016 (US\$/MWh)	
Dic 2015	Ene 2016	Ene 2015		
Pasada	90	82	Sólo centrales hidráulicas	
Embalse	300	155	Transferencias de Energía Dic 2015	
Gas	0	0	Total Generación (GWh)	390
GNL	0	0	Total Retiros (GWh)	32
Carbón	0	0	Transf. Físicas (GWh)	357
Diesel	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	15,0
Eólico	0	0		
Total	390	237		



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de enero estuvo marcada por el aumento de un 5% en la generación diésel, mientras que disminuyó en un 4% la participación GNL, ambos respecto al mes anterior. Por su parte, la generación a carbón disminuyó levemente en un 1% (ver Figura 9).

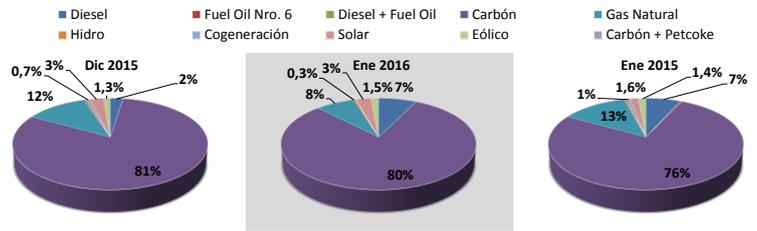


Figura 9: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

Durante enero estuvo en mantenimiento mayor, por ocho días, la unidad U16 (393 MW) de la central Tocopilla perteneciente a E-CL.

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

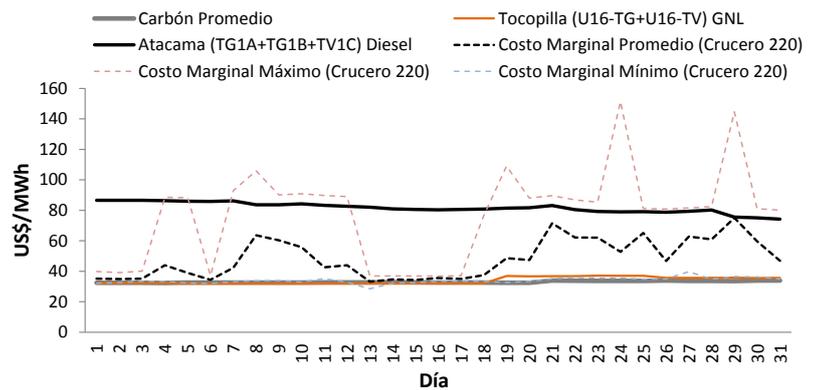


Figura 10: Principales costos variables y costo marginal diario de enero (Fuente: CDEC-SING)

Los costos marginales de enero en demanda baja fueron marcados por el carbón y GNL, mientras que en demanda alta la tecnología que marcó el marginal fue diesel (ver Figura 10).

El promedio mensual del costo marginal de enero en la barra Crucero 220 fue de 48,3 US\$/MWh, lo cual representa una disminución del 3,9% respecto del mes de diciembre de 2015 (50,2 US\$/MWh), y una disminución de un 2,9% respecto a enero de 2015 (49,7 US\$/MWh).

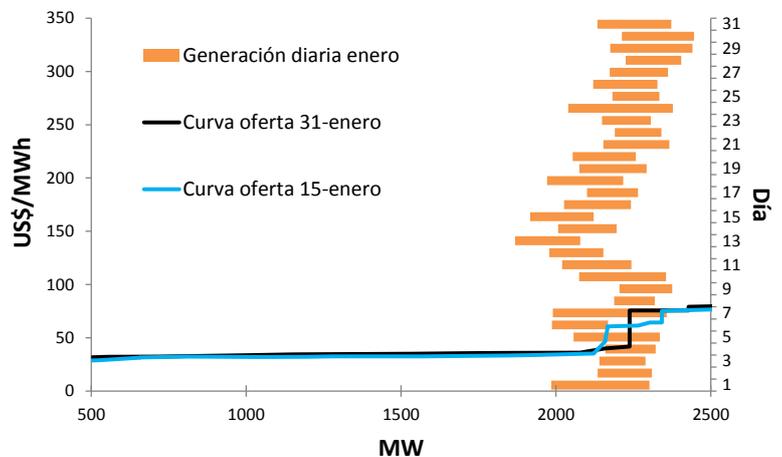


Figura 11: Generación diaria durante enero y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Conforme a la última información publicada por el CDEC-SING y lo informado por los grandes consumidores del SING, durante el año 2015 se observó un crecimiento de la demanda de un 7% que resultó inferior a lo proyectado al mes de diciembre de 2014 (16,5%). Asimismo, el CDEC-SING proyecta para este año un crecimiento de la demanda de un 13,3%. Sin embargo, considerando el escenario actual de desaceleración de la actividad minera en el país que ha involucrado anuncios de paralización de algunas faenas y la reducción de la producción de otras, no es posible garantizar que las proyecciones de demanda se mantengan en el corto plazo.

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

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

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2016	4,6%	9,6%	14,7%
	2017	6,3%	6,7%	7,1%
Combustible	Diesel Mejillones US\$/Bbl		47,8	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	65,5	
		Angamos	67,9	
		Tocopilla	62,9	
		Andina	60,7	
		Hornitos	63,2	
		Norgener	62,9	
Tarapacá	70,1			
Disponibilidad GNL	GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	3,7-12	
	U16 CTM3 Otros	Limitada Sin GNL Sin GNL		

Nota: La central Salta no es considerada en esta proyección

Respecto a los proyectos de generación, dentro de los próximos 12 meses se espera la entrada de 645 MW solares, 112 MW eólicos, 48 MW geotérmicos y 1.072 MW térmicos. Además de la entrada de la central Cochrane I (carbón, 266 MW) en febrero de 2016, mientras que en mayo del presente año entrarían Cochrane II (carbón, 266 MW) y Kelar (CC-GNL, 540 MW).

Considerado el escenario de demanda base, se proyecta un costo marginal promedio en la ventana de 12 meses de 36,3 US\$/MWh. Para los escenarios de baja demanda y alta demanda los costos proyectados alcanzan los valores de 35,0 US\$/MWh y 37,6 US\$/MWh respectivamente. Lo anterior indica que los proyectos de generación previstos para el año 2016 serían suficientes para mantener costos marginales en torno a los 36,3 US\$/MWh incluso en un escenario de alta demanda.

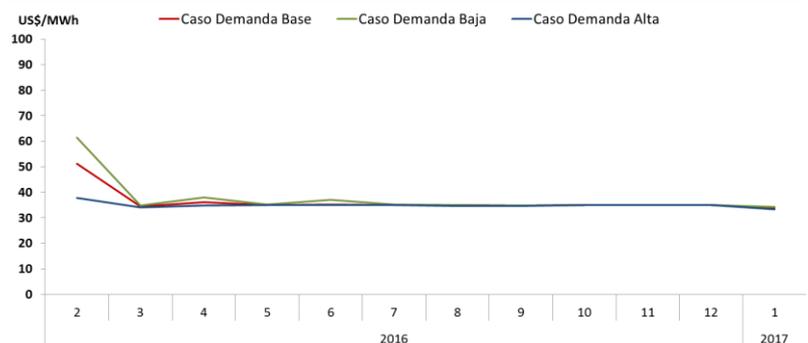


Figura 12: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

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

Respecto a las unidades térmicas en base a GNL, se actualizó la disponibilidad de GNL de acuerdo a la información declarada por las empresas. En particular para la unidad U16, la disponibilidad de GNL se actualizó conforme a lo declarado para el mes de enero de 2016 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.

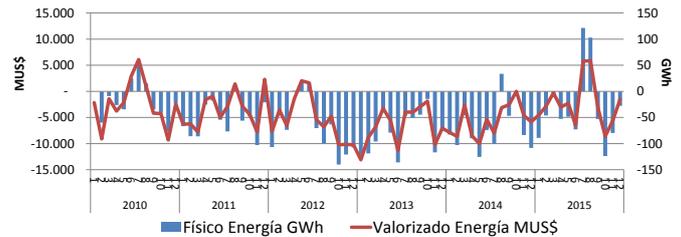
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de enero, E-CL disminuyó su participación a carbón y GNL, este último por el mantenimiento de su unidad U16 de Tocopilla. Por su parte, AES Gener aumentó levemente su generación en base a carbón, mientras que Celta continuó con su generación en base al mismo combustible. Finalmente, GasAtacama aumentó fuertemente su operación diesel este mes, debido a una menor disponibilidad de gas natural.

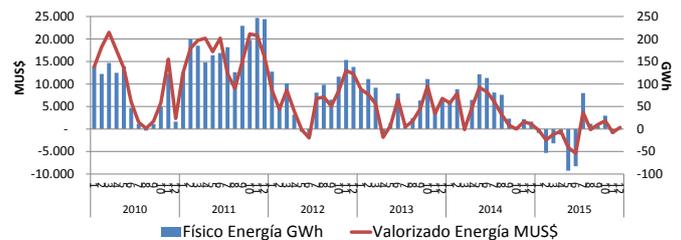
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ene 2016 (US\$/MWh)	
	Dic 2015	Ene 2016	Ene 2015		
Diesel	2	2	3	Andina Carbón	32,6
Fuel Oil Nro. 6	0	0	5	Mejillones Carbón	31,8
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	33,8
Carbón	700	675	594		
Gas Natural	123	120	146	Transferencias de Energía Dic 2015	
Hidro	4	4	4	Total Generación (GWh)	830
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	858
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-27,8
Total	830	802	751	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-1.531



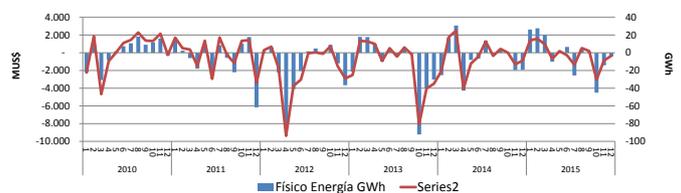
AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ene 2016 (US\$/MWh)	
	Dic 2015	Ene 2016	Ene 2015		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	35,7
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	28,6
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Mejillones GNL (CTM3 AES Gener)	79,6
Carbón	541	544	516		
Gas Natural	67	0	56	Transferencias de Energía Dic 2015	
Hidro	0	0	0	Total Generación (GWh)	608
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	609
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-1,2
Total	608	544	572	Transf. Valorizadas (MUS\$)	347



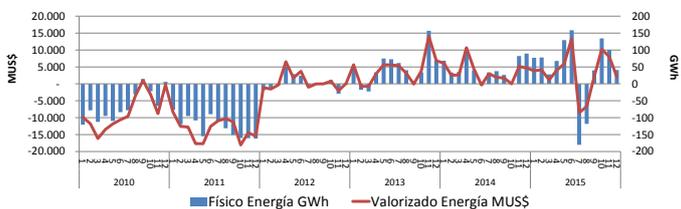
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ene 2016 (US\$/MWh)	
	Dic 2015	Ene 2016	Ene 2015		
Diesel	0,8	0,7	0,2	Tarapacá Carbón	32,1
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Dic 2015	
Carbón	76	82	102	Total Generación (GWh)	77
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	81
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-4,2
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-347
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	77	83	103		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ene 2016 (US\$/MWh)	
	Dic 2015	Ene 2016	Ene 2015		
Diesel	36	114	102	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	81,7
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Dic 2015	
Carbón	0	0	0	Total Generación (GWh)	40,9
Gas Natural	5	0	0	Total Retiros (GWh)	0,1
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	40,8
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	2.128
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	41	114	102		



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a enero de 2016, es de 82,1 US\$/MWh para el SIC y 80,7 US\$/MWh para el SING, referidos a barra de suministro (ver Tabla 4).

En la Tabla 5 se muestran los precios de licitación promedios por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes. Se observa que actualmente Chilectra accede a menores precios y, en contraste, actualmente CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras del SIC y SING.

Los valores de la Tabla 4 y 5 sólo consideran las licitaciones de suministro oficializadas a través del último decreto de precio nudo promedio correspondiente a noviembre de 2015.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de diciembre de 2015, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.016 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 220 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante diciembre fue igual a 602 GWh, es decir, superó en un 173% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de diciembre, la mayor parte fue generada por centrales eólicas (38%), seguidas por centrales solares (28%) e hidráulicas (20%). Finalmente, la menor generación fue de centrales de biomasa con un 14% de la energía ERNC. 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 diciembre, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	79,9	19.020
COLBÚN	81,8	6.932
AES GENER	79,3	5.446
GUACOLDA	68,5	900
CAMPANARIO	112,2	990
M. REDONDO	106,9	303
D. ALMAGRO	109,6	220
PUYEHUE	95,9	165
PANGUIPULLI	123,6	565
PUNTILLA	113,1	83
Precio Medio de Licitación SIC	82,1	
SING		
E-CL	80,7	2.530
Precio Medio de Licitación SING	80,7	

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	69,0	14.120
Chilquinta	90,8	3.472
EMEL	76,2	2.417
CGED	104,8	9.933
SAESA	70,2	4.682
Precio Medio de Licitación SIC	82,1	
SING		
EMEL-SING	80,7	2.530
Precio Medio de Licitación SING	80,7	

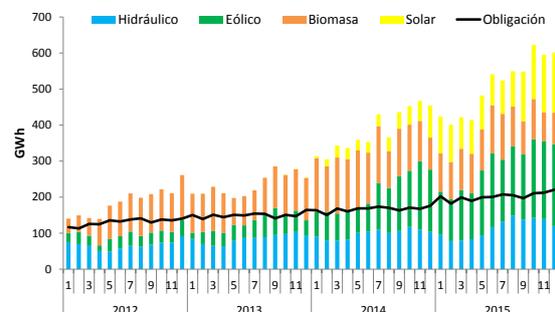


Figura 13: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

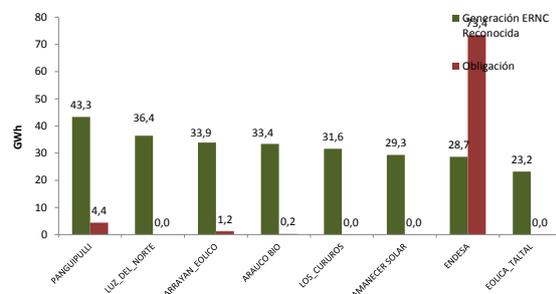


Figura 14: Generación reconocida y obligación por empresa, diciembre de 2015 (Fuente: CDEC-SING)

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)	Nuevo Gobierno Corporativo de Empresa Nacional del Petróleo
El 1 de febrero fue promulgada la ley que busca ampliar las 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 23 de diciembre de 2015 se publicó el segundo informe de la comisión de Minería y Energía, pasando a la Comisión de Hacienda. (ver más) .	La Cámara de Diputados aprobó en primer trámite legislativo el proyecto de ley que busca crear un nuevo coordinador del sistema que remplace a los actuales CDEC's y modificar las metodologías actuales de tarificación del sistema de transmisión. El 20 de Enero el proyecto pasó a Segundo trámite constitucional (ver más) (ver más) .	El 26 de enero ingresó el proyecto de ley: Empresa Nacional Del Petróleo, Gobierno Corporativo de Empresas Del Estado, que busca modificar el gobierno corporativo de ENAP. La iniciativa busca entregar independencia operacional a la empresa, además de adecuarla a las exigencias que Chile debe cumplir como miembro OCDE (ver más) (ver más) .

[Eléctricas del SIC Norte firman acuerdo para mejorar transmisión \(ver más\)](#)

Convenio, que contó con el CDEC SIC como coordinador, fue firmado por 20 generadoras ERNC y Guacolda, la mayor productora de energía de la región de Atacama.

[Central de Pasada Carilafuén-Malalcahuello se conectó al SIC \(ver más\)](#)

Eléctrica Carén, empresa a cargo del proyecto, anunció que el proceso de conexión concluyó con éxito, lo que permite aportar 29 MW de energía al Sistema Interconectado Central.

[Chile suministrará 5,5 millones de metros cúbicos diarios de gas a Argentina \(ver más\)](#)

El gas natural será transportado por los gasoductos Nor Andino, de la Segunda Región, y Andes, de la Región Metropolitana. En total, los dos países suscribieron tres acuerdos en materia energética.

[Seis proponentes presentaron ofertas para realizar obras que reforzarán el STT \(ver más\)](#)

El CDECSIC informó que procedió con la apertura de las ofertas para el proyecto denominado: "Subestación Seccionadora Nueva Diego de Almagro, Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Diego de Almagro—Cumbres y Banco de Autotrafo 1x750 MVA 500/220 kV".

[Aprueban permiso ambiental para central hidroeléctrica Frontera \(ver más\)](#)

La unidad, que involucra una inversión de US\$300 millones, es del tipo run-of-river y contará con una potencia instalada de 109,3 MW.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 7.459 MW, con una inversión de MMUS\$ 14.625. En el último mes se aprobaron cinco proyectos que suman 160 MW, en los que se incluye el Proyecto Eólico La Cabaña de 106 MW. También ingresaron a evaluación ambiental diez nuevos proyectos que totalizan 327 MW, entre ellos el Proyecto Parque Eólico Punta de Talca (93,2 MW).

En el SING, los proyectos en calificación suman 1.875 MW, con una inversión de MMUS\$ 3.707 mientras que los proyectos aprobados totalizan 13.556 MW con una inversión de MMUS\$ 34.072. En el último mes ingresaron al sistema de evaluación los proyectos Planta Solar CEME1 (70 MW) y Planta Fotovoltaica Loa Solar (37).

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	1.532	3.020	5.866	12.122
Hidráulica	480	1.272	3.139	5.084
Solar	3.031	7.521	5.439	13.640
Gas Natural	1.830	2.334	960	621
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	487	266	1.765	5.528
Biomasa/Biogás	50	130	426	874
Carbón	50	82	5.236	10.031
TOTAL	7.459	14.625	22.901	48.230

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	585	2.407	7.640	24.108
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	1.875	3.707	13.556	34.072

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

febrero 2016



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

rjimenez@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.