

**INFORME ANUAL
DE OPERACIÓN ELÉCTRICA**

Año 2014

V4



**SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL Y
SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE**

PERMITIDA SU REPRODUCCIÓN MENCIONANDO LA FUENTE
(SE AGRADECEN OBSERVACIONES AL CONTENIDO)

CONTENIDO

1	<u>INTRODUCCIÓN.....</u>	<u>3</u>
2	<u>SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC).....</u>	<u>4</u>
2.1	INDICADORES DE LA OPERACIÓN	4
2.2	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	4
2.3	COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA	5
2.4	PRECIO MEDIO DE MERCADO (PMM)	6
2.5	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE APORTE	6
2.6	ENERGÍA EMBALSADA	8
3	<u>SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (SING).....</u>	<u>9</u>
3.1	INDICADORES DE LA OPERACIÓN	9
3.2	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	9
3.3	COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA	10
3.4	PRECIO MEDIO DE MERCADO (PMM)	10
3.5	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE APORTE	11
4	<u>SIC + SING.....</u>	<u>13</u>
4.1	INDICADORES DE LA OPERACIÓN	13
4.2	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	13
4.3	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE APORTE	14
5	<u>BALANCE ERNC</u>	<u>16</u>
5.1	SIC+SING	16
6	<u>PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA</u>	<u>18</u>

1 Introducción

En este informe se muestra un resumen anual del estado presente del sector eléctrico en Chile, actualizado con cifras del año 2014, ello a través de las principales cifras que evidencian las condiciones de operación del SIC (Sistema Interconectado Central), y del SING (Sistema Interconectado del Norte Grande) y cuya fuente son los respectivos Despachos de Carga. Recordamos que el conjunto de ambos sistemas (suma SIC+SING), es claramente representativo del país con cifras que totalizan cerca de 99% del total de la producción y consumo de electricidad nacional continental, habida cuenta que los otros dos sistemas continentales (Aysén y Magallanes) y los sistemas insulares tienen baja incidencia en el contexto nacional en lo que a capacidad instalada, generación, ventas de energía y cobertura poblacional se refiere.

2 Sistema Interconectado Central (SIC)

2.1 Indicadores de la operación

En la siguiente tabla se muestran los principales datos de operación del SIC para los últimos 11 años, dentro de lo que se aborda composición de la generación eléctrica por tipo de aporte, demandas máximas de potencia y costo marginal de energía.

Tabla 1: Estadísticas de operación SIC últimos 11 años

SIC	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Generación bruta total (GWh)	36,344	37,965	40,340	42,043	41,874	41,790	43,226	46,115	48,869	50,891	52,212
Embalse	35.5%	43.6%	52.1%	36.7%	38.6%	40.3%	32.4%	29.4%	26.0%	22.3%	28.8%
Pasada	22.0%	23.4%	17.5%	16.2%	17.7%	18.5%	16.7%	15.3%	15.1%	16.0%	16.1%
Gas N	27.1%	17.4%	14.6%	6.4%	2.9%	2.2%	2.5%	0.2%	0.2%	0.0%	0.1%
GNL	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.5%	14.4%	21.6%	20.6%	18.9%	15.3%
Carbón	11.8%	10.3%	12.4%	14.8%	15.1%	16.3%	20.3%	21.9%	25.4%	33.3%	27.4%
Petróleo	0.4%	3.0%	0.8%	23.1%	22.3%	16.7%	10.8%	8.4%	7.1%	3.0%	3.2%
Eólico Solar	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.2%	0.8%	0.7%	0.8%	1.1%	3.0%
Otros (biomasa)	3.2%	2.3%	2.6%	2.9%	3.3%	3.5%	2.1%	2.6%	4.8%	5.3%	6.1%
Demandas máximas de potencia											
Dem Máx HP (MW)	4,850	4,976	5,327	5,656	5,647	5,392	5,776	6,014	6,391	6,787	7,079
Dem Máx HFP (MW)	5,443	5,764	6,068	6,313	6,147	6,133	6,482	6,881	6,992	7,282	7,547
Factor de carga del sistema	0.76	0.75	0.76	0.76	0.78	0.78	0.76	0.77	0.80	0.80	0.79
Costo Marginal Quillota 220 KV											
CMg prom (US\$/MWh)	32.2	47.6	45.8	169.7	204.1	104.8	135.2	182.4	188.6	148.7	131.1

2.2 Evolución de la Generación Eléctrica

El crecimiento acumulado para 2014 respecto de 2013 alcanzó 2,6%. Se aprecia en la gráfica adjunta, que cubre el periodo de 22 años 1993-2014 la condición de constante y creciente demanda eléctrica a tasas entre 4 y 10%, salvo el notable estancamiento e incluso demandas negativas durante el periodo entre mediados 2006 hasta mediados 2009¹, luego de lo cual se advierte fuerte recuperación desde el año 2010, no obstante los efectos del terremoto en la zona central al que sigue visiblemente una recuperación de la actividad económica. Cabe señalar que este crecimiento en períodos móviles presentó una desaceleración y tendencia a la baja a partir del mes de mayo 2011, donde registró un máximo de 8,0%, destacándose en todo caso que dichas tasas durante 2013 se mantienen en los rangos de periodos normales de crecimiento, mostrando un repunte en la cifra de diciembre 2013. Sin embargo durante el 2014 se aprecia una constante baja en los niveles de crecimiento llegando hoy a su menor valor desde comienzos del 2010.

¹ Ver en páginas siguientes el comportamiento de los precios en dicho periodo.

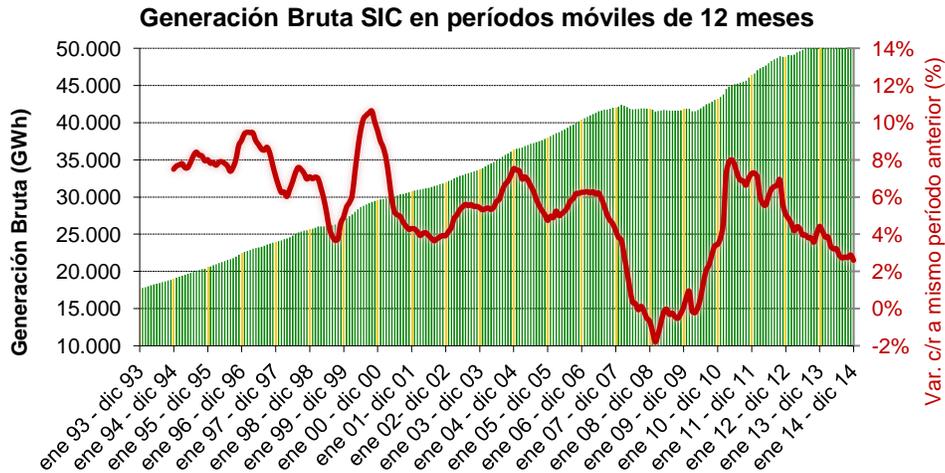


Ilustración 1: Generación acumulada SIC en períodos móviles de 12 meses

2.3 Costos Marginales de Energía

Los costos marginales en el Sistema Interconectado Central durante 2014 resultaron en promedio una cifra de 131,1 US\$/MWh, lo que representa una baja de 11,8% respecto al registrado en 2013 y de 30,4% respecto al valor registrado en 2012.

Los costos marginales disminuyeron principalmente debido a la mayor disponibilidad de recursos hídricos para generación respecto a la condición de sequía de los cuatro años anteriores, lo que desplazó la utilización del carbón respecto al año anterior, así como también el uso del GNL y petróleo.

**Costo Marginal Energía Quillota 220 KV
(promedio mensual - ref. dólares nominales)**

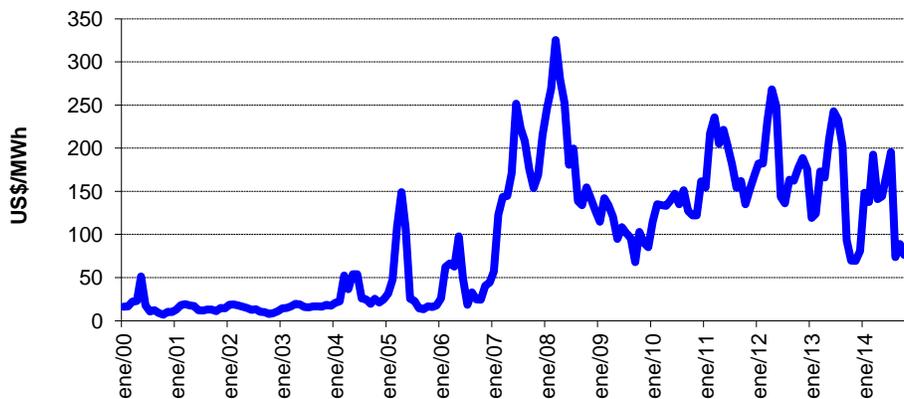


Ilustración 2: Costos Marginales de energía Quillota 220 KV (SIC)

2.4 Precio Medio de Mercado (PMM)

El precio medio de mercado (PMM) corresponde al precio promedio de suministro eléctrico en sus componentes principales de potencia y de energía, aunque estas cifras también consideran cargos adicionales de transmisión y de servicios complementarios que reciben los clientes libres del sistema derivado de que sus precios podrían integrar dichos costos derivado ello de convenios contractuales. A partir del año 2010, su cálculo incluye los precios de nudo promedio de largo plazo, correspondientes a los precios resultantes de las licitaciones realizadas por las empresas distribuidoras en el SIC para abastecer a los clientes regulados de sus zonas de concesión, precios que desde la aplicación del cambio normativo son también considerados precios libres ya que tienen origen en licitaciones de libre participación de los oferentes.

Desde fines del año 2010, en que el precio medio de mercado en el SIC registró una importante alza, alcanzando sus máximos valores a principios de 2011, el PMM ha presentado una tendencia gradual a la baja. Así entonces el PPM promedio de este año 2014 alcanzó la cifra de 101,7 US\$/MWh, 7,0% menor que el promedio del año anterior.



Ilustración 3: Precio Medio de Mercado SIC

2.5 Evolución de la generación por tipo de aporte

En la gráfica que sigue se muestra la evolución mensual (enero 1985- diciembre 2014) de la generación bruta de energía en el SIC por tipo de aporte, lo que se lee en la escala izquierda del gráfico, lo cual es complementado por la serie de CMg promedio de cada mes (Quillota 220 KV) en la escala derecha.

En dicha gráfica se aprecia principalmente la gradual baja en la participación hidroeléctrica a partir de 2008, con una sequía de varios años que para el año 2013 se atenuó levemente y que durante 2014 mejora con condiciones hidrológicas más normales en la zona SIC.. También se denota el crecimiento en la participación termoeléctrica a Carbón y GNL con consecuente reducción del Diesel, todo con influencia general que se denotando en menores costos de operación del sistema.

En tal sentido se aprecia como los CMg responden claramente al alza en aquellos períodos de menor despacho hidroeléctrico, producto del reemplazo por diesel o GNL aun de alto costo en el sistema eléctrico nacional.

Se hace notar además la entrada creciente de las centrales ERNC eólicas y solares acentuada en el último año, ejemplos de ellas son las centrales solares Esperanza, Llano de Llampos, San Andrés, Diego de Almagro, Salvador y Chañares, además de las centrales eólicas Arrayán, San Pedro, los Cururos, Punta Palmera, Ucuquer 2 y Taltal, y finalmente las centrales de biomasa Laja CMPC, Santa Marta y CMPC Pacífico entre otras.

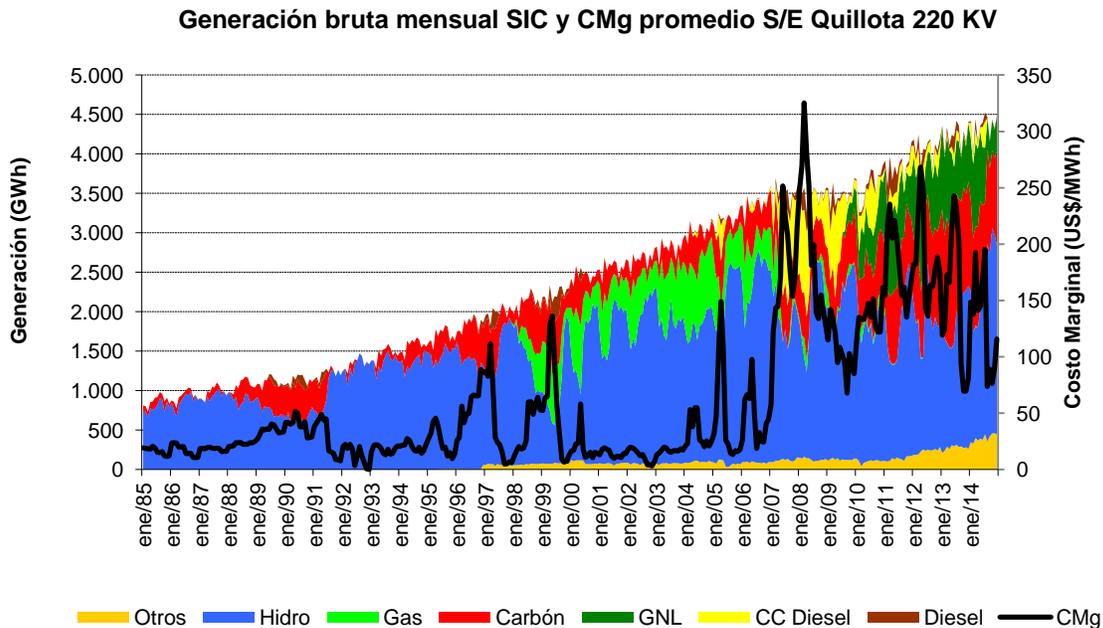


Ilustración 4: Generación Bruta por tipo de aporte SIC

En el año 2014 se aprecia una disminución en la participación termoeléctrica desde un 55,3% del año 2013 hasta a un 46,0% del año 2014, compuesto por 15,4% de GNL, 27,4% de carbón y 3,2% petróleo. Por su parte la participación hidroeléctrica llega a un 44,9% dejando a la energía biomasa con un 6,1% y las energías eólicas y la solar en un fuerte aumento al 3,0%.

Participación por tipo de aporte en la generación bruta anual SIC

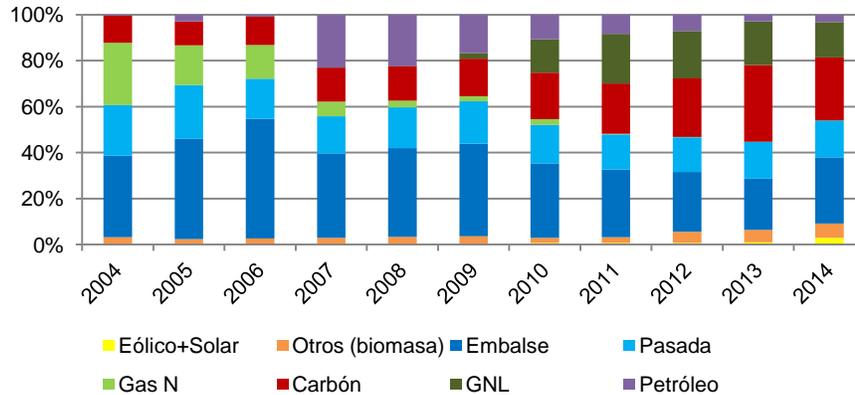


Ilustración 5: Generación Bruta por tipo de aporte SIC

2.6 Energía Embalsada

Por su parte, la energía embalsada se aproximó, a finales del mes de Diciembre, a una cifra estimada para el total del sistema de 4.208 GWh, valor que resulta mayor en un 29% al valor estimado a fines del mismo mes del año anterior (3.259 GWh), aumento que viene dado por la mejor precipitación de lluvias y nieve respecto del año anterior. Se denota que la energía embalsada que se muestra es una cifra estadísticamente virtual, ya que el objetivo comparativo hace que en la ventana completa de tiempo, los cálculos supongan existentes todas las centrales y recursos presentes en 2014, lo que permite mostrar el uso virtual de embalses. Así entonces, el gráfico siguiente muestra niveles de embalses que se mantienen bajos respecto a los niveles históricos, pues actualmente (línea horizontal) existe embalsado un 34,6% de la energía máxima histórica que estos Electroconsultores han estimado desde 1985 (ocurrida en enero 2003) y se está actualmente un 26,0% bajo el promedio histórico.

Energía Embalsada SIC (1985-2014)

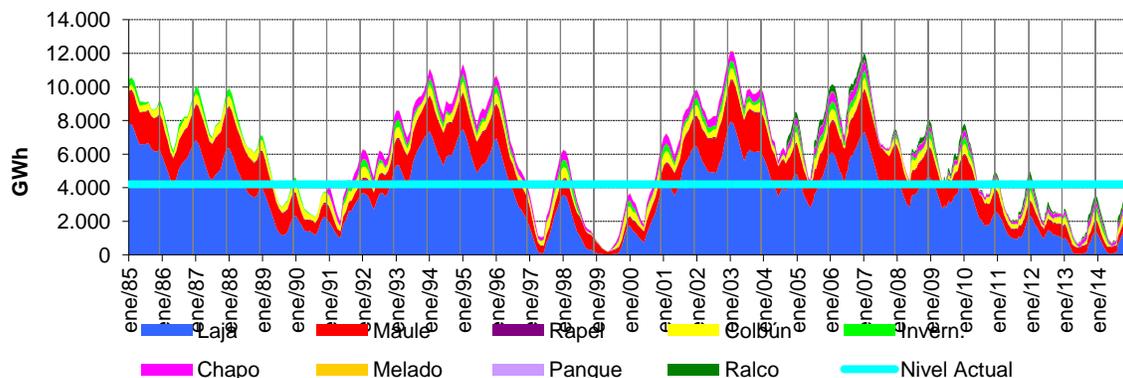


Ilustración 6: Energía Embalsada SIC

3 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

3.1 Indicadores de la operación

En la siguiente tabla se muestran los principales datos de operación del SING para los últimos 11 años, dentro de lo que se aborda composición de la generación eléctrica por tipo de aporte tecnológico y combustibles, demandas máximas de potencia y costo marginal de energía.

Tabla 2: Estadísticas de operación SING últimos 11 años

SING	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Generación bruta total (GWh)	12,330	12,657	13,236	13,946	14,502	14,906	15,099	15,877	16,739	17,221	17,689
Pasada	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%
Gas	61.5%	63.4%	48.4%	22.6%	11.8%	20.1%	26.8%	25.8%	13.6%	9.3%	11.3%
Carbón	37.3%	35.9%	49.8%	56.3%	58.4%	56.1%	57.9%	69.9%	83.0%	81.9%	79.6%
Petróleo	0.6%	0.2%	1.3%	20.6%	29.3%	23.4%	15.0%	3.9%	2.8%	7.7%	6.4%
Eólico+Solar	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.72%
Otros (cogeneración)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.7%	0.7%
Demandas máximas de potencia											
Dem Máx HP (MW)	1,645	1,631	1,773	1,791	1,897	1,901	1,998	2,160	2,169	2,188	2,360
Dem Máx HFP (MW)	1,59	1,602	1,750	1,758	1,868	1,881	1,954	2,157	2,167	2,243	2,372
Factor de carga del sistema	0.85	0.89	0.85	0.89	0.87	0.90	0.86	0.84	0.88	0.88	0.85
Costo Marginal Crucero 220 KV											
CMg prom (US\$/MWh)	24.9	27.9	36.5	113.0	199.8	111.0	121.0	95.8	86.7	78.5	75.7

3.2 Evolución de la Generación Eléctrica

El crecimiento acumulado de 2014 respecto de 2013 alcanzó 2,7%, cifra menor al registrado en 2013 respecto de 2012 de 3,2%, denotándose una cifra levemente decreciente en últimos 2 años.

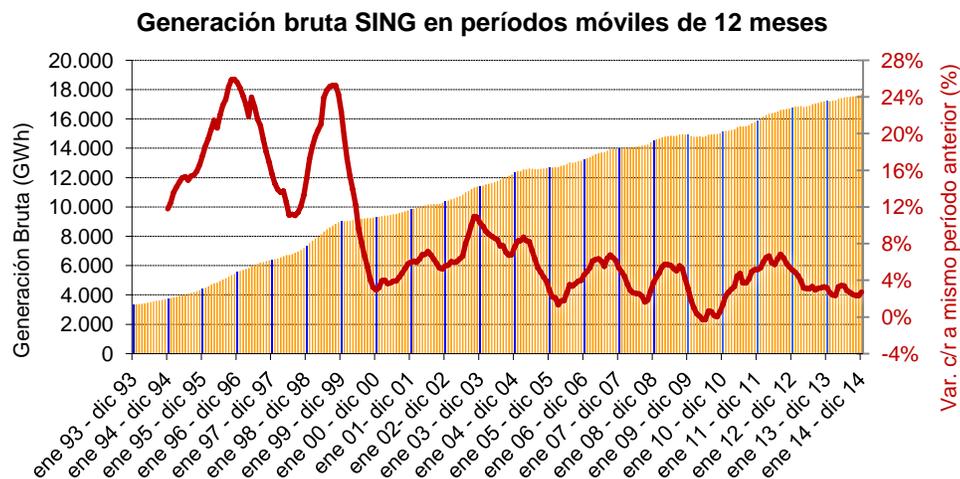


Ilustración 7: Generación acumulada SING en períodos móviles de 12 meses

3.3 Costos Marginales de Energía

Los costos marginales del año 2013 alcanzaron un promedio de 75,7 US\$/MWh, lo que representa una baja de 3,6% respecto al año anterior, explicado principalmente por la reducción de precios del GNL declarado por las empresas operadoras con este combustible durante este año y el consiguiente aumento de su participación en la matriz.

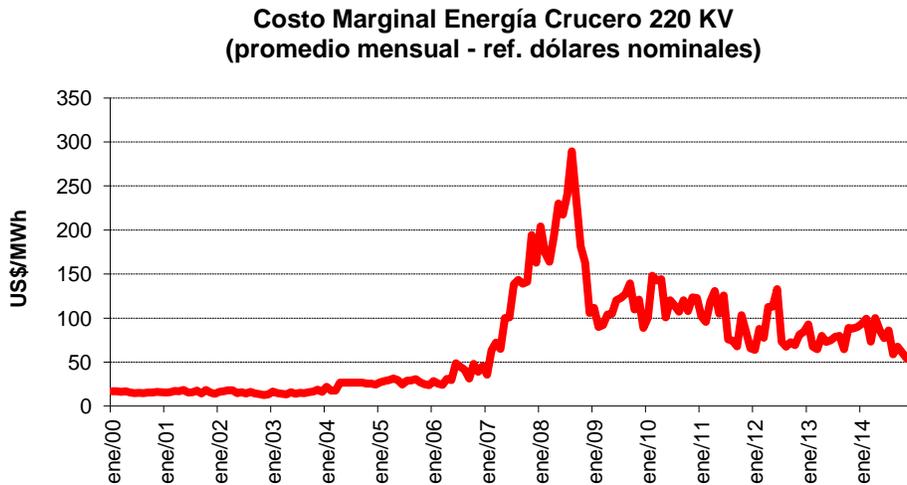


Ilustración 8: Costos Marginales de energía Crucero 220 KV (SING)

3.4 Precio Medio de Mercado (PMM)

El PMM en el SING, al igual que en el SIC, representa precios medios facturados por los generadores a sus clientes libres industriales y mineros en la venta de electricidad y sus productos potencia y energía y costos de transporte incorporados en los contratos, los que muestran que prosigue una tendencia a la baja desde los valores extremos de 2008, registrando durante 2014 un valor promedio de 102,9 US\$/MWh, lo que representa una baja de 2,5% respecto año anterior.

En el caso del SING, en el cálculo del PMM también son considerados los suministros de las generadoras a las distribuidoras que abastecen a los clientes regulados, ya que dichos precios provienen de un proceso de libre participación y licitados, los que entraron en vigencia a partir de enero de 2012.

**Precio Medio de Mercado SING
(valores en dólares nominales)**

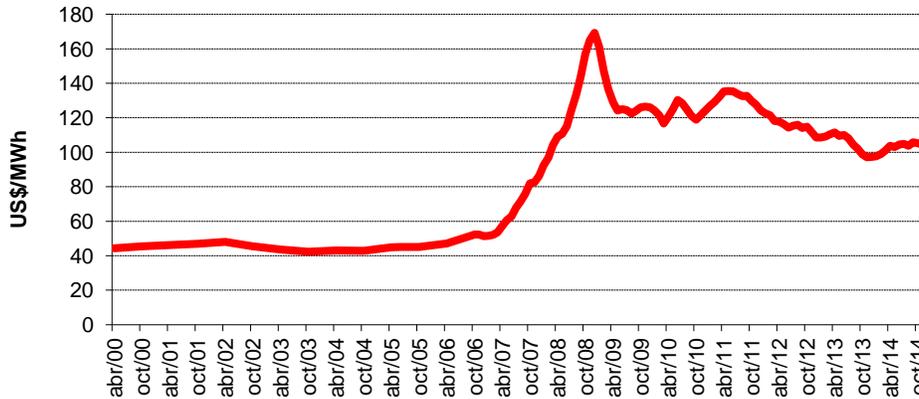


Ilustración 9: Precio Medio de Mercado SING

3.5 Evolución de la generación por tipo de aporte

En la gráfica adjunta se muestra la evolución mensual (enero 1994- diciembre 2014) de la generación bruta de energía en el SING por tipo de aporte, lo que se lee en la escala vertical izquierda, lo cual es complementado por la serie de CMg promedio de cada mes (Crucero 220 KV) cuya lectura debe hacerse en la escala derecha del gráfico.

En esta se aprecia principalmente la participación creciente que tiene actualmente el carbón en la matriz de generación de este sistema, ganada a partir de la pérdida de la disponibilidad de gas natural proveniente de Argentina, lo que si bien en un principio hubo de ser reemplazado con despacho de centrales de ciclo combinado usando petróleo diesel con alto costo, desde 2013 este último está siendo desplazado por mayor despacho de carbón en las nuevas centrales, solo complementado por el aporte de centrales usando el caro combustible GNL con ventajas que más bien son principalmente técnicas frente al uso del petróleo diesel.

Dicho aumento en la participación del carbón en la matriz de generación del SING está vinculado a la gradual puesta en servicio desde 2012 de una secuencia de centrales a vapor-carbon, esto es las nuevas centrales Andina (165 MW), Angamos 1 (260 MW), Hornitos (165 MW) y Angamos 2 (260 MW).

Se destaca también en 2013 la entrada de la primera central Solar al SING, esta es Huayca a partir de enero, y luego la central Solar el Águila, ambas centrales del tipo fotovoltaica de 1,4 y 2 MW respectivamente. Además, a fines de año 2013, se incorpora también la primera gran central eólica en el SING, Valle de los Vientos, con una potencia de 90 MW totales. Luego en marzo 2014 se incluye la primera etapa de las centrales solares Pozo Almonte (24 MW) y en noviembre 2014 la central solar María Elena (110 MW)²

² La planta tiene 17,5 horas de almacenamiento térmico, lo que le permitirá operar con un factor de planta superior al 80%

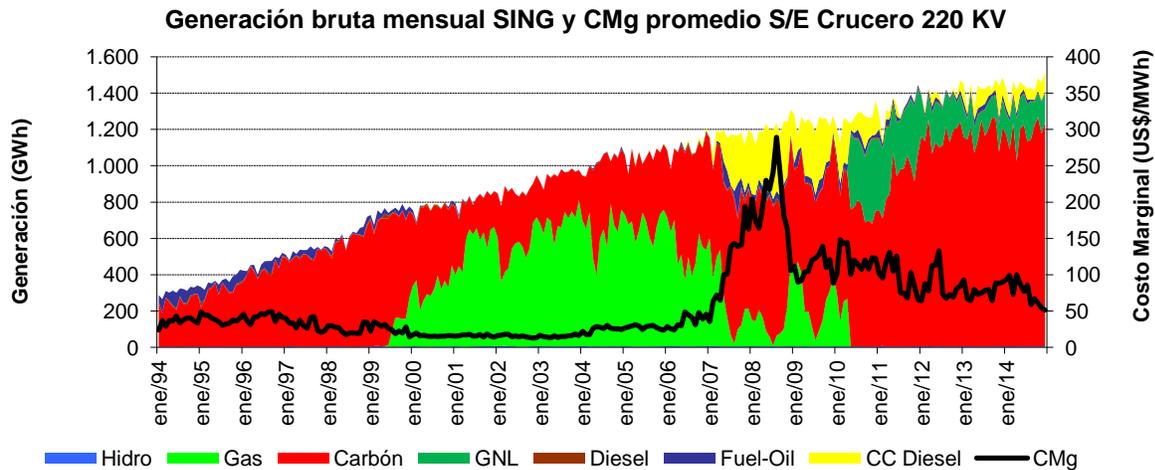


Ilustración 10: Generación Bruta por tipo de aporte SING

En el año 2014 la participación por tipo de combustible se mantiene similar a la del año anterior, con una participación mayoritaria del carbón de un 79,6%, seguido por el aporte de GNL de 11,3% y del petróleo de 6,4%. Por su parte las energías minoritarias, como la generación hidráulica llega a 0,4%, la cogeneración a 0,7% y las ERNC eólica y solar aumentan a 1,7% desde el 0,01% del año anterior.

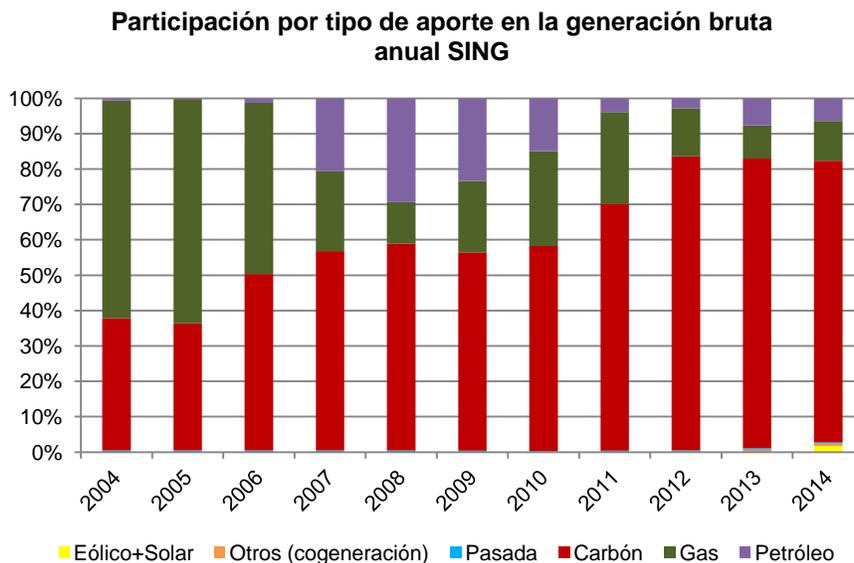


Ilustración 11: Generación Bruta por tipo de aporte SING

4 SIC + SING

4.1 Indicadores de la operación

Aproximadamente el 99% del consumo y producción de electricidad en Chile se presenta en los dos principales sistemas eléctricos del país, SIC y SING, que respectivamente presentan cerca del 74% y el 25% de la generación eléctrica nacional. El resto es menor a 1% y corresponde a sistemas de Aysén y Magallanes y el territorio insular. Por ello, en lo que sigue, se muestran las cifras conjuntas del SIC+SING de los últimos 11 años, como una forma de visualizar un resultado que refleja casi el total del país. En el cuadro que sigue se muestran las componentes hidráulica y térmica de la generación de electricidad y, de esta últimas, la participación de los distintos combustibles usados para el efecto.

Tabla 3: Estadísticas de operación SIC+SING últimos 11 años

SIC + SING	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Generación GWh	48,674	50,622	53,576	55,989	56,376	56,696	58,325	61,992	65,607	68,112	69,902
Generación Hidráulica	43.0%	50.4%	52.5%	39.8%	41.9%	43.4%	36.5%	33.3%	30.7%	28.7%	33.6%
Generación Eólica Solar	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.6%	0.5%	0.6%	0.8%	2.7%
Generación Térmica	57.0%	49.6%	47.5%	60.2%	58.0%	56.5%	62.9%	66.1%	68.7%	70.5%	63.7%
Gas	35.8%	28.9%	22.9%	10.4%	5.2%	8.7%	19.5%	22.8%	19.0%	16.5%	14.3%
Carbón	18.3%	16.7%	21.6%	25.1%	26.2%	26.8%	30.0%	34.2%	40.1%	45.6%	40.6%
Petróleo	0.5%	2.3%	0.9%	22.5%	24.1%	18.5%	11.8%	7.2%	6.0%	4.2%	4.0%
Otros	2.4%	1.7%	2.0%	2.2%	2.4%	2.6%	1.6%	1.9%	3.6%	4.1%	4.7%

4.2 Evolución de la Generación Eléctrica

El total de energía generada por ambos sistemas durante 2014 alcanzó los 69.902 GWh, lo que representa un incremento de apenas 2,6% respecto a la generación alcanzada durante 2013, cifra que sigue mostrando una tendencia fuertemente decreciente desde 2010.

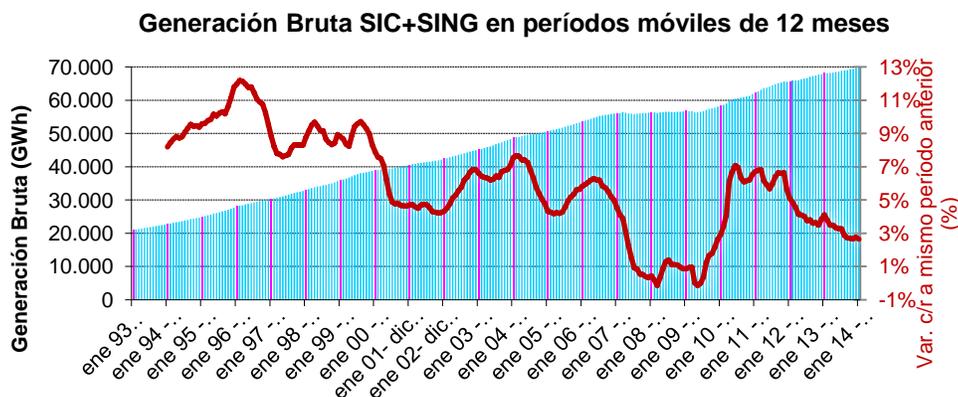


Ilustración 12: Generación acumulada SIC+SING en períodos móviles de 12 meses

4.3 Evolución de la generación por tipo de aporte

En la gráfica adjunta se muestra la evolución mensual (1994-2014) de la generación bruta total de energía de ambos sistemas (SIC+SING) por tipo y origen del aporte, lo cual es complementado por una serie sintética y virtual de CMg promedio de cada mes, la cual corresponde a un valor meramente descriptivo y referencial, obtenido de la ponderación por energía asociada a cada sistema de las respectivas series de valores en sus centros de carga eléctrica representativos, esto es SIC en Quillota 220 KV y para SING en Crucero 220 KV.

En esta gráfica se aprecia principalmente como el incremento de la generación en los últimos años ha venido de la mano de la participación de centrales termoeléctricas (gas, carbón y diesel), destacándose la alta participación que tiene actualmente el carbón en la matriz de generación a nivel nacional, posición ganada a partir de la disminución de la disponibilidad de gas natural proveniente de Argentina, que si bien en un principio tuvo que ser reemplazado con despacho de unidades usando diesel, actualmente este último ha sido desplazado casi en su totalidad por la gradual mayor participación de tecnología vapor-carbón (nuevas centrales) y por el aporte de centrales de tecnología ciclo combinado usando GNL en lugar del diesel inicial, no obstante se denota que GNL es aportado actualmente todavía mediante contratos cuyos precios denotan su condición de sustituto mundial de petróleos, aunque se espera que dichos contratos sean progresivamente negociados en términos más favorables para la economía de los sistemas eléctricos chilenos.

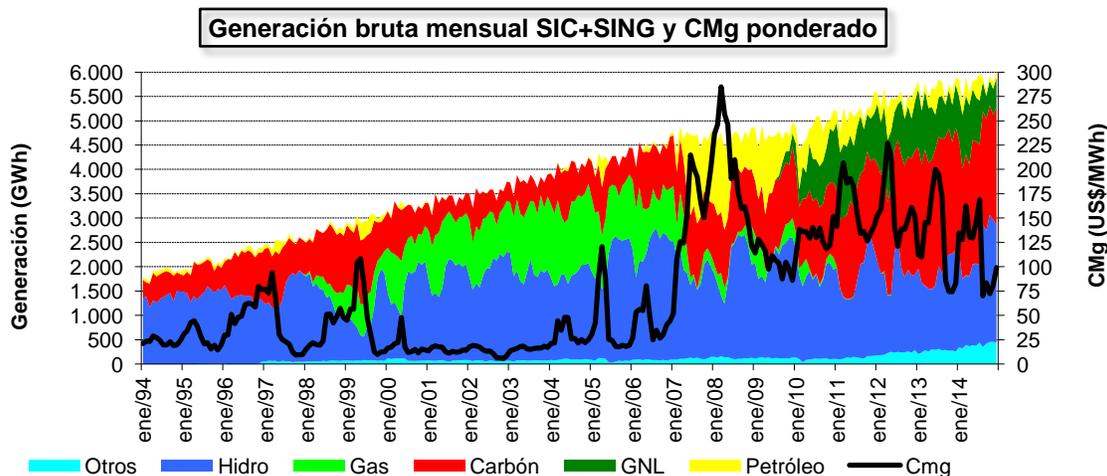


Ilustración 13: Generación Bruta por tipo de aporte SIC+SING

Durante el año 2014, la participación hidroeléctrica SIC+SING alcanzó 33,6% que es una recuperación respecto al año anterior, mientras que la participación con carbón disminuye a 40,6%, le sigue la participación GNL con un 14,3%, petróleo 4,0% y biomasa más cogeneración con un 4,7%, quedando la participación eólica más solar en 2,7%.

Participación por tipo de aporte en la generación bruta anual SIC+SING

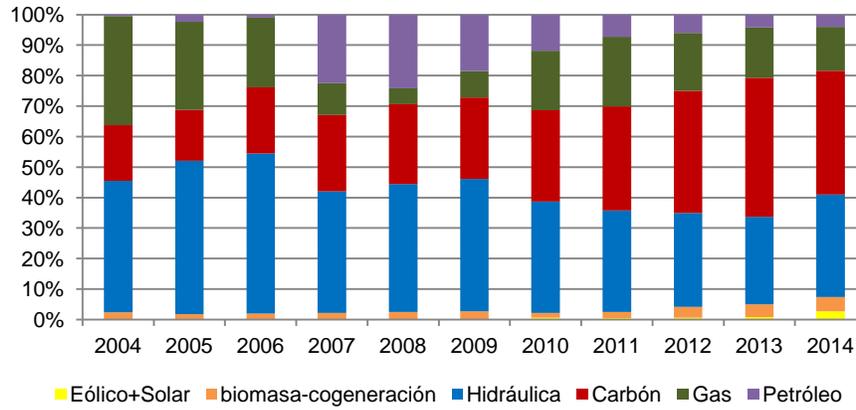


Ilustración 14: Generación Bruta por tipo de aporte SIC+SING

5 Balance ERNC

En 2010 comenzó a regir la Ley N° 20.257 que introdujo cambios en la Ley General de Servicios Eléctricos, respecto de la obligación para los generadores de acreditar que sus ventas a clientes finales tengan origen en determinados porcentajes de generación de energía eléctrica producida con fuentes renovables no convencionales (ERNC), siendo la exigencia legal a que se alcanzara 10% el año 2024. Ello rigió para contratos celebrados entre el 31 de agosto 2007 y antes del 1 de junio 2013. Luego se modificó y resultó que para los contratos suscritos con posterioridad al 1 de junio 2013 rige una obligación de llegar al 20% de las ventas en el mercado eléctrico para el año 2025. Dicha escala es gradual y actualmente alcanza ser 6%

El precio de los traspasos de excedentes corresponde al precio de venta de atributos ERNC, luego de cerrado al año calendario al cual pueden acceder los generadores que no hayan completado su cuota legal de atributos. Este valor para el año 2013 corresponde a 11.68 US\$/MWh (tasa de cambio utilizada de 495, promedio 2013) y se transó un total de 1.085 GWh. En la tabla se aprecia la evolución histórica de estos precios desde el año 2010.

Tabla 4: Evolución de precio de excedentes de atributos ERNC

Año	Precio Excedentes US\$/MWh
2010	12.6
2011	13.8
2012	12.5
2013	11.7

5.1 SIC+SING

La normativa señala que el balance de ERNC, para determinar déficit y excedentes debe realizarse de manera anual y de manera conjunta ente ambos sistemas SIC+SING.

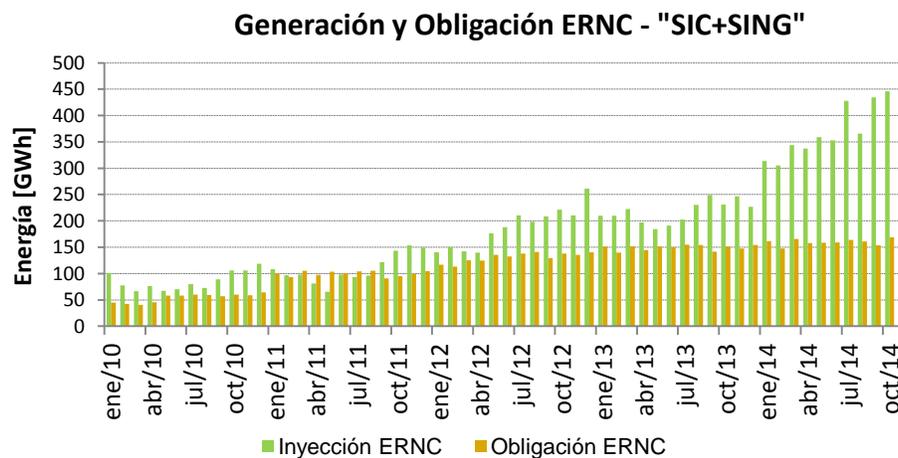


Ilustración 15: Balance mensual ERNC en el SIC+SING

En el siguiente cuadro se muestra un resumen en términos anuales del balance de inyecciones y obligaciones de acreditación de ERNC para cada sistema (SIC y SING) y la suma de ambos.

Tabla 5: Balance anual ERNC SIC-SING

ERNC (GWh)	SIC	SING	SIC+SING
Inyección 2010	1,028.9	2.9	1,031.8
Obligación 2010	513.8	135.7	649.5
Balance 2010	515.1	-132.8	382.3
Inyección 2011	1,289.4	16.6	1,306.0
Obligación 2011	1,031.9	166.9	1,198.8
Balance 2011	257.5	-150.4	107.2
Inyección 2012	2,229.5	17.8	2,247.3
Obligación 2012	1,232.7	339.1	1,571.8
Balance 2012	996.7	-321.3	675.5
Inyección 2013	2,579.1	21.9	2,600.9
Obligación 2013	1,407.2	385.1	1,792.3
Balance 2013	1,171.9	-363.2	808.7
Inyección 2014	3,643.3	266.0	3,909.3
Obligación 2014	1,346.6	395.8	1,742.3
Balance 2014	2,296.8	-129.8	2,166.9

*Balance 2014 considera sólo hasta el mes de Noviembre

Balance = Generación – Obligación

A nivel país se tiene un excedente del 124% respecto a la obligación, cálculo que a la fecha de edición del presente informe considera sólo hasta el mes de Noviembre 2014.

Durante el mes de Noviembre para el sistema SIC+SING la ERNC acreditada corresponde a 22,7% biomasa, 23,8 hidroeléctrica, 41,4% eólica y 12,2% solar. Se hace notar que a partir de septiembre 2014 es la generación eólica la de mayor aporte ERNC desplazando a la biomasa.

Inyección ERNC acreditada-"SIC+SING"

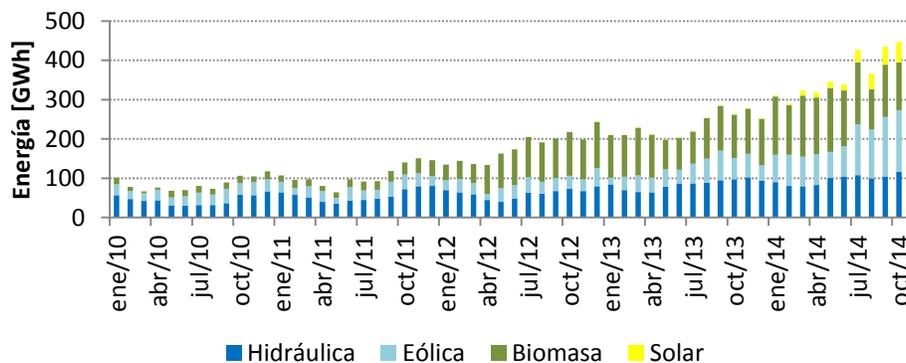


Ilustración 16: Inyección acreditada por tipo de fuente

6 Precios de combustibles para generación eléctrica

Comisión Nacional de Energía, CNE, informa mensualmente los parámetros a considerar en las indexaciones o reajustes de los precios de nudo de largo plazo, es decir, los precios resultantes de los procesos de licitación llevados a cabo por las empresas distribuidoras para la contratación del abastecimiento del suministro requerido por los clientes regulados.

Dentro de estos parámetros informados por la CNE están los precios de los principales combustibles usados para generación, valores que corresponden a precios promedio de carbón, petróleo diesel y gas natural licuado tomando como referencia el precio "Henry Hub" (precio en EE.UU. y referencia internacional).

De acuerdo a la última publicación de CNE a la fecha en este ámbito, que incluye datos a Noviembre 2014, para dicho mes el petróleo diesel es 672,4 US\$/m³, el carbón resulta en un valor de 108,3 US\$/Ton³ y el precio Henry Hub para el GNL 4,1 US\$/MMBTU.

En comparación con Noviembre de 2013, los precios de combustibles a fines de 2014 han experimentado una baja de 16,0% en el caso del petróleo diesel, un alza de 5,3% en el caso del carbón, y un alza de 13,1% en el caso del GNL.

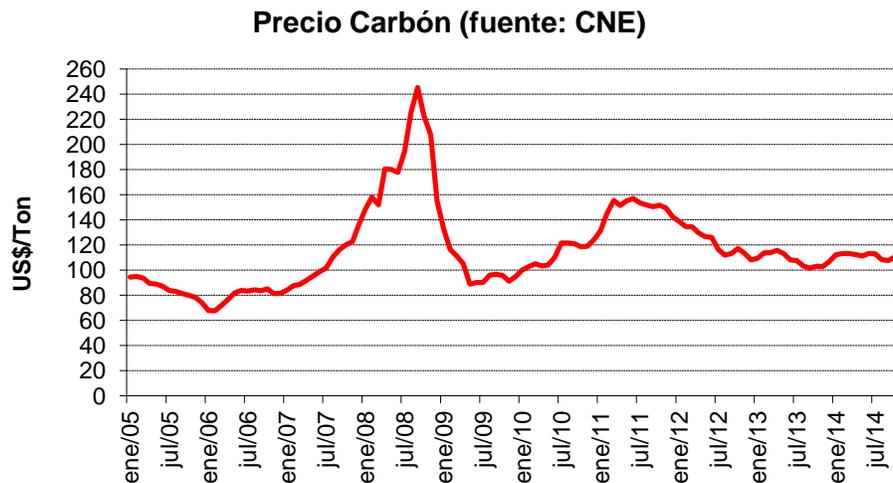


Ilustración 17: Estadística precio carbón según CNE

³ A partir del mes de marzo 2013, se modifica la metodología de cálculo según estudio "REVISION DEL MODELO DE PRECIO DE PARIDAD DE CARBÓN MINERAL A CHILE" (South Cone Group, 2012), que reemplaza al estudio del año 2004.

Precio Petróleo Diesel (fuente: CNE)

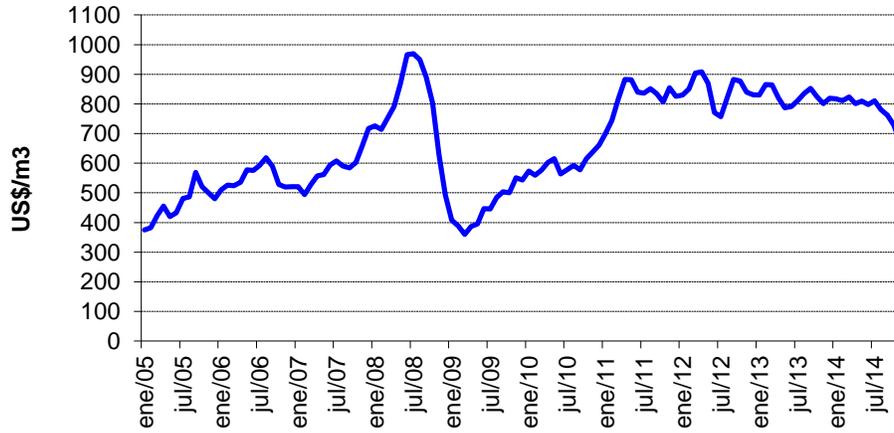


Ilustración 18: Estadística precio diesel según CNE

Precio Gas Natural "Henry Hub" (fuente: CNE)

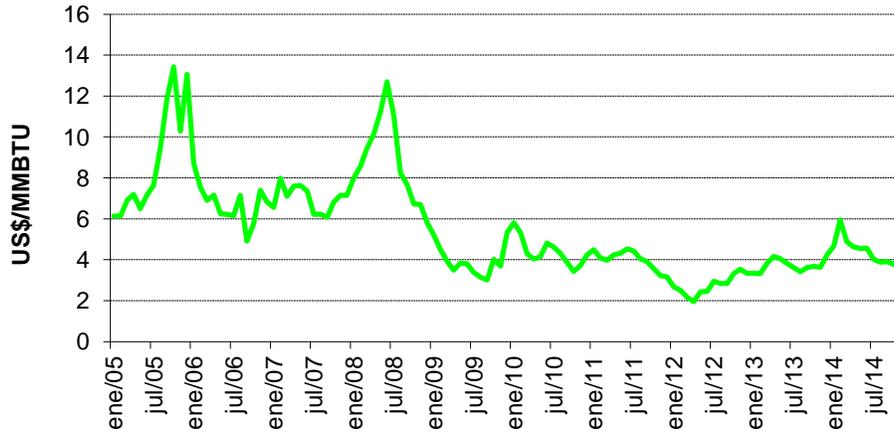


Ilustración 19: Estadística precio gas natural según CNE