



# Reporte Sector Eléctrico

*SIC-SING*

Enero 2013

## Contenido

Editorial	2
SIC	4
Análisis General	5
Análisis Precio de Licitación	8
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	9
Estado de los Embalses	10
Análisis Precios de los Combustibles	11
Análisis Precios Spot	12
Análisis Precio Medio de Mercado	13
Análisis Parque Generador	14
Resumen Empresas	16
SING	27
Análisis General	28
Análisis Precio de Licitación	31
Análisis Precios de los Combustibles	31
Análisis Precios Spot	32
Análisis Precio Medio de Mercado	33
Análisis Parque Generador	33
Resumen Empresas	34
ANEXOS	35
Índice Precios de Contrato	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

## Noticias

Uso del carbón sube 26% en el sistema eléctrico de norte en 2012. Gas sigue a la baja. (Pulso, 22/01/13)

Proyectos presentados para evaluación ambiental alcanzan récord en 2012. (La Tercera, 19/01/13)

Informe de la CNE ve factible levantar hasta 1.500 MW en centrales solares en el SING. (Pulso, 18/01/13)

Endesa debe pagar US\$ 14 millones en patentes por derechos de agua. (Diario Financiero, 17/01/13)

Gobierno planteará en el Congreso que meta de energías renovables sea del 15% al 2024. (El Mercurio, 17/01/13)

Interconexión: Gobierno opta por corriente continua e inversión sube a US\$ 850 millones. (Diario Financiero, 16/01/13)

Hidroaysén prevé atraso de cuatro años en la puesta en marcha de la primera central. (Reuters, 14/01/13)

## Editorial

### Estrechez Importante entre Oferta y Demanda

El año que terminó se caracterizó por altos costos marginales, debido tanto a una prolongada sequía que afecta al centro – sur del país, como por el atraso en la puesta en servicio de nuevas centrales y la indisponibilidad de algunas de las existentes. En este contexto, es relevante hacer una proyección de lo que se puede esperar del comportamiento del mercado eléctrico durante 2013, considerando ciertos supuestos respecto a la evolución de los parámetros que finalmente determinarán el nivel de precios futuro.

Para ello, se realizó una proyección del costo marginal considerando diferentes escenarios hidrológicos de igual probabilidad de ocurrencia. Como resultado (Figura 1), se observa en el Sistema Interconectado Central (SIC) una alta variabilidad de los costos marginales, dependiendo de la condición hidrológica. Considerando las 50 hidrologías simuladas, se estima una diferencia de hasta 248 US\$/MWh entre los valores mensuales máximo y mínimo a lo largo del año, lo que dependerá de la hidrología que se observe.

Existe un 90% de probabilidad de que el costo marginal promedio mensual del SIC se ubique bajo los 196 US\$/MWh. Dicha posibilidad baja a un 50% para valores bajo los 117 US\$/MWh y a un 20% para costos bajo los 62 US\$/MWh. Considerando las tres hidrologías mostradas en la Figura 1, la diferencia promedio mensual puede llegar a valores mayores a 140 US\$/MWh, dependiendo del agua caída y la acumulación de nieve. Debido a la estrechez entre la oferta y la demanda, una hidrología desfavorable tendrá costos marginales altos. De igual forma la indisponibilidad de centrales y aumentos adicionales de demanda incidirán en mayores valores, dado el estrecho margen de reserva de generación económica.

Las figuras presentadas a continuación muestran los costos marginales promedio mensuales históricos y las proyecciones para el nodo Alto Jahuel 220 en el SIC (Figura 1) y para el nodo Crucero 220 en el SING (Figura 2).

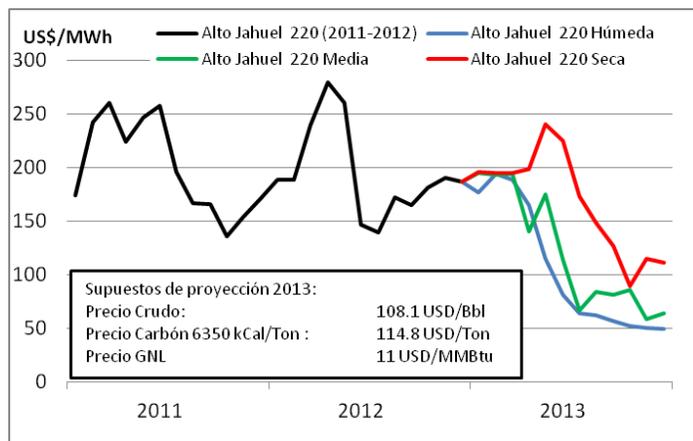
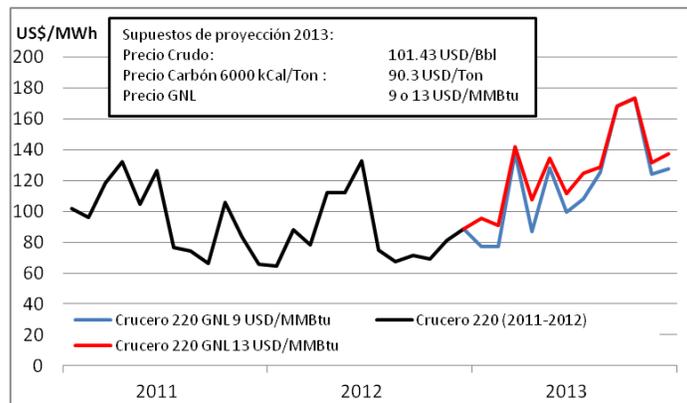


Figura 1: Costos marginales históricos y proyectados – SIC (Alto Jahuel 220)



**Figura 2:** Costos marginales históricos y proyectados – SING (Crucero 220)

El nivel de riesgo que se observa en el mercado tiene como consecuencia que los nuevos contratos de suministros para grandes clientes mantengan relación con los costos marginales de corto plazo. Las mismas conclusiones se aplican para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Existe un estrecho margen de generación económica, situación que empuja al alza el costo marginal, entre otras causas, por la paridad de precios entre el GNL y el diesel. Además, el costo marginal se ve afectado por el crecimiento de la demanda que no tiene complemento en nuevos proyectos de generación o mayor disponibilidad de GNL. En el SING no entrarían centrales relevantes durante 2013. En el SIC, en tanto, se espera el ingreso de Campiche, Angostura y Talinay Oriente.

## SIC Sistema Interconectado Central

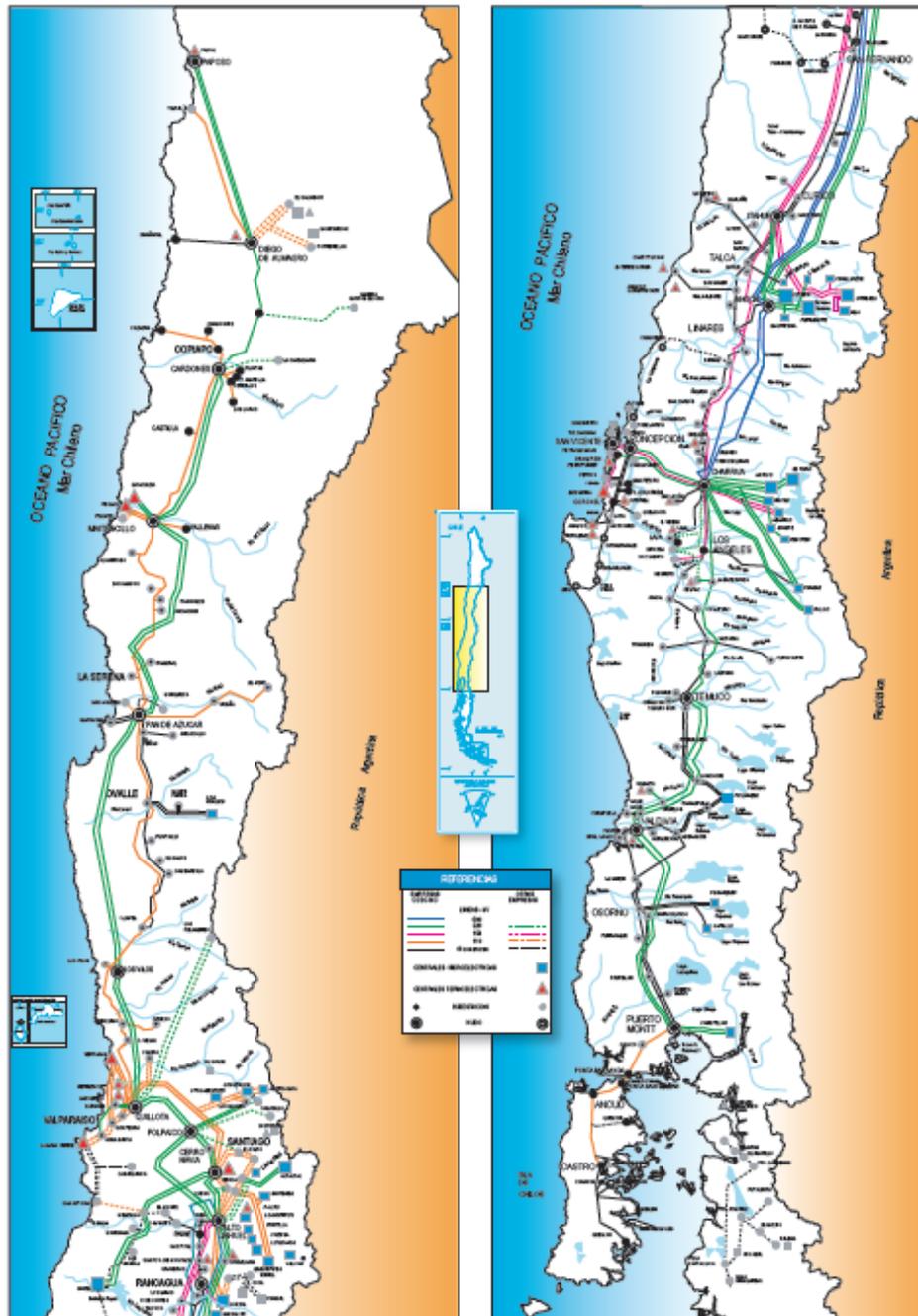


Figura 3: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

### Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de diciembre de 2012 la generación de energía en el SIC varió en un 3.5% respecto a noviembre, con un alza de 0.9% respecto a diciembre de 2011. Este análisis no toma en cuenta que el mes de diciembre tuvo un día más que el mes de noviembre.

La generación hidroeléctrica presentó una variación de -1.9% respecto de noviembre, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 6.4%. Con lo anterior, el 36.9% de la energía generada en el SIC durante el mes de diciembre de 2012 fue abastecida por centrales hidroeléctricas. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol minoritario en la matriz, con un total de energía generada de 45,6 GWh, correspondiente al 1.1% del total (4,186 GWh).

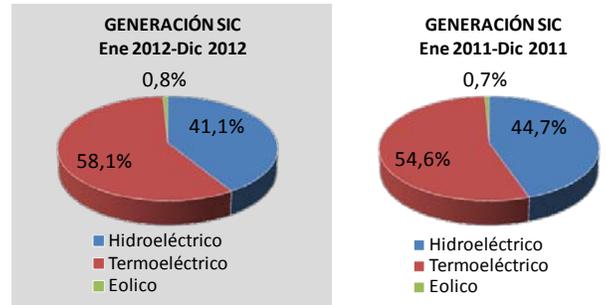
Según fuente de producción, se observa que el aporte de las centrales de embalse al sistema varió en un -21.0% respecto a noviembre, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó un alza de 12.2% en relación al mismo mes.

Por otra parte, la generación a gas natural aumentó en un 37,7%, mientras que la generación diesel presenta una variación en su producción de -44.9%. La generación a carbón, por su parte, se ve aumentada en un 9.4%, mientras que la generación a GNL presentó una variación de 24.8% respecto al mes anterior.

En la Figura 4 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2008. Se destaca de la Figura 5, que la generación GNL representa para el mes de diciembre de 2012 un 20.6% de la matriz de energías del SIC, frente al 4.8% que representa el diesel y el 31.3% del carbón.

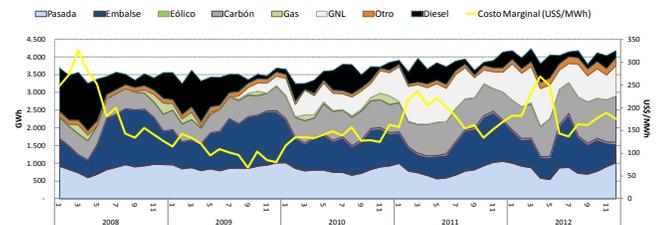
Los costos marginales del SIC durante el mes de diciembre llegaron a un valor promedio de 176 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 168 US\$/MWh de diciembre de 2011 representa un aumento de 4.3%, mientras que si se compara con el mes de noviembre se observa una variación de -6.9%.

Figura 4: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



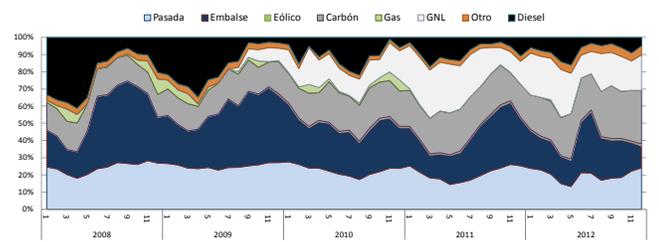
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 5: Generación histórica SIC



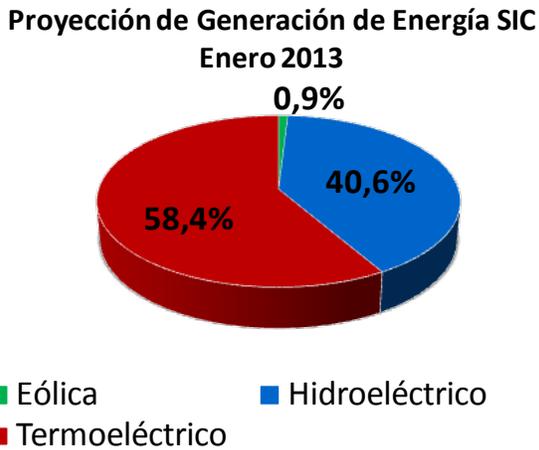
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 6: Generación histórica SIC (%)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 7: Proyección de generación de energía enero de 2013



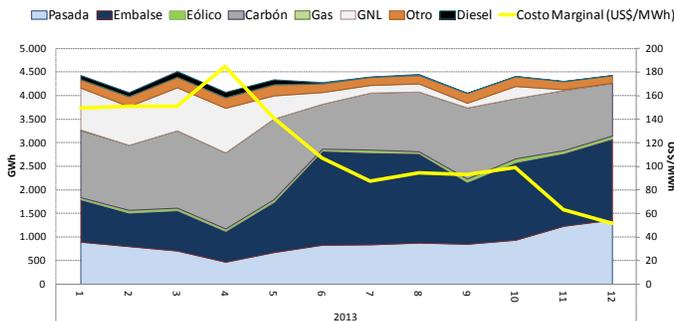
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

### Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de enero de 2013, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 40.6% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

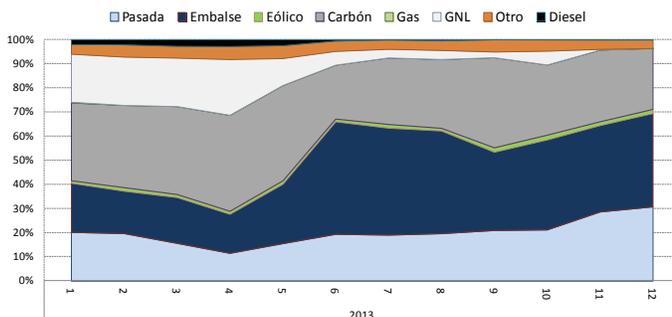
La Figura 7 y Figura 8 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal.

Figura 8: Generación proyectada SIC hidrología media



Fuente: CDEC-SIC, programa de operación a 12 meses.

Figura 9: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



Fuente: CDEC-SIC, programa de operación a 12 meses.

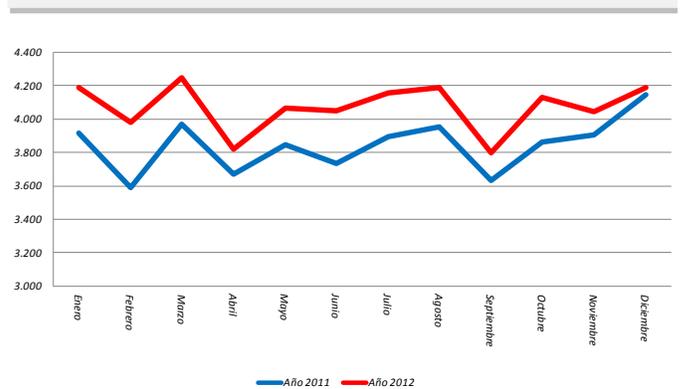
## Generación de Energía

Durante el mes de diciembre de 2012, la generación de energía experimentó un alza de 0.9% respecto del mismo mes de 2011, con una variación de 3.5% respecto a noviembre. Este análisis no toma en cuenta que el mes de diciembre tuvo un día más que el mes de noviembre. Así, la generación durante el 2012 fue un 5,95% mayor que la de 2011.

Respecto a las expectativas para el año 2013, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 51,746 GWh, lo que comparado con los 48,857 GWh del año 2012 representaría un crecimiento anual para el año 2012 del 5,9%.

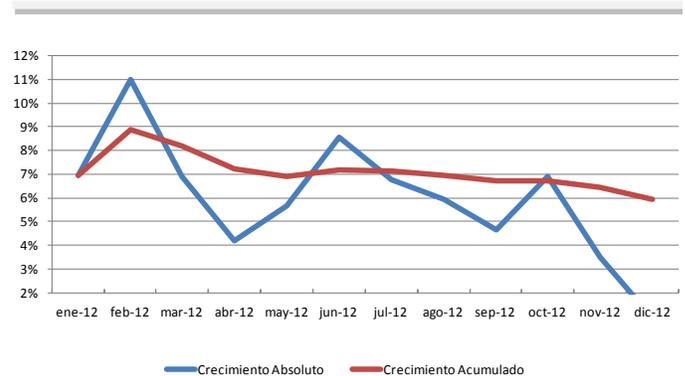
La Figura 10 muestra la variación acumulada de la producción de energía durante el año 2012.

Figura 10: Generación histórica de energía (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 11: Tasa de crecimiento de energía (%)



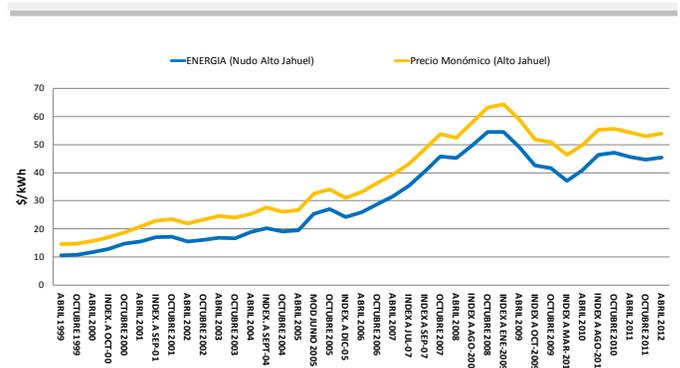
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## Precio de Nudo de Corto Plazo

El día 27 de julio de 2012 fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en abril de 2012, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de mayo de 2012.

Los valores definidos por la autoridad son: 45,398 \$/kWh y 4.842,52 \$/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 54,02 \$/kWh. Este valor representa un alza de 1,7% respecto a la fijación de precios de nudo de octubre de 2011.

Figura 12: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CNE, Systeop

## Análisis Precios de Licitación

El día 1º de enero del año 2010 marca la entrada en vigencia de los primeros contratos de suministro producto de los procesos de licitación indicados en el artículo 79-1 de la Ley N°20.018. Estos precios toman el nombre de precios de nudo de largo plazo, y contemplan fórmulas de indexación válidas para todo el período de vigencia del contrato, con un máximo de 15 años.

El artículo 158º indica que los precios promedio que los concesionarios de servicio público de distribución deban traspasar a sus clientes regulados, serán fijados mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, previo informe de la Comisión. El artículo indica adicionalmente que dichos decretos serán dictados en las siguientes oportunidades:

- a) Con motivo de las fijaciones de precios.
- b) Con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado.
- c) Cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente.

No obstante lo anterior, los contratos firmados con anterioridad a la Ley 20.018 seguirán vigentes hasta su vencimiento, regidos por los precios de nudo fijados semestralmente por la autoridad (precio de nudo de corto plazo). De esta forma, existirá implícitamente un periodo de transición en el cálculo del precio de energía y potencia para clientes regulados.

Cabe recordar que el precio de los contratos de la tercera licitación se indexó según el índice de costo de suministro de corto plazo, correspondiente al promedio trimensual del costo marginal horario en la barra correspondiente al punto de oferta del bloque de suministro licitado, ponderado por la respectiva generación bruta horaria total del sistema. Los precios vigentes dejan de estar indexados al costo de suministro de corto plazo, indexándose a CPI y precios de combustibles según lo establecido en los respectivos contratos, a partir del mes de enero de 2012 para algunos contratos, y a partir del mes de junio de 2012 para los restantes. Por lo tanto, al día de hoy los precios indexados de los contratos de suministro firmados por las empresas distribuidoras con posterioridad a la Ley 20.018 están indexados únicamente a precios de combustibles y CPI.

La Tabla 2 muestra los precios resultantes por empresa generadora de los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009. (Mayor detalle en Anexo II). El Precio Medio de Licitación indexado a diciembre de 2012 es de 77,14 US\$/MWh (referido a la barra Quillota 220), lo que representa una baja de 0,5% respecto del valor indexado al mes de noviembre de 2012 (77,51 US\$/MWh).

Tabla 1: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a diciembre 2012)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	82,4	5.419
Campanario	103,4	900
Colbún	84,4	6.782
Endesa	68,6	13.133
Guacolda	74,9	900
EMELDA	100,9	200
EPSA	104,2	75
Monte Redondo	98,5	275
<b>Precio Medio de Licitación</b>		<b>77,14</b>

\* Precios referidos a Quillota 220

## Precio de Nudo de Largo Plazo

De manera de dar cuenta a lo establecido en los Artículos 157° y 158°, la Comisión Nacional de Energía hace oficial durante el mes de diciembre de 2009 el documento “Procedimiento de Cálculo del Precio de Nudo Promedio”, a través del cual se define la metodología utilizada para obtener los valores definitivos de Precio de Nudo para clientes regulados.

En particular, el artículo 157° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, indica que los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos.

Adicionalmente, en el caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico, el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados. Dicho artículo entrega además a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo la responsabilidad de llevar a cabo las reliquidaciones entre empresas concesionarias originadas por la aplicación de esta metodología.

De esta forma, se calculan los reajustes de manera que ningún precio promedio por distribuidora referido a un nodo común sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema. Para el cálculo de los reajustes se tomó Quillota 220 como nodo de referencia. La Tabla 3 muestra una estimación de los precios medios de licitación resultante de los contratos y los precios medios reajustados de manera de cumplir el criterio del 5%. Estos últimos son los que finalmente las distribuidoras deberán cobrar a sus clientes.

Tabla 2: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a diciembre 2012)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación	Precio Medio Reajustado	Precio Medio Reajustado	Energía Contratada
	(Barra de Suministro)	(Barra de Suministro)	(Barra de Quillota)	
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	GWh/año
Chilectra	64,19	73,42	72,28	12.000
Chilquinta	87,91	81,20	81,20	2.567
EMEL	78,95	81,196	81,20	2.007
CGE	103,01	86,18	81,20	7.220
SAESA	73,57	79,60	81,20	3.890

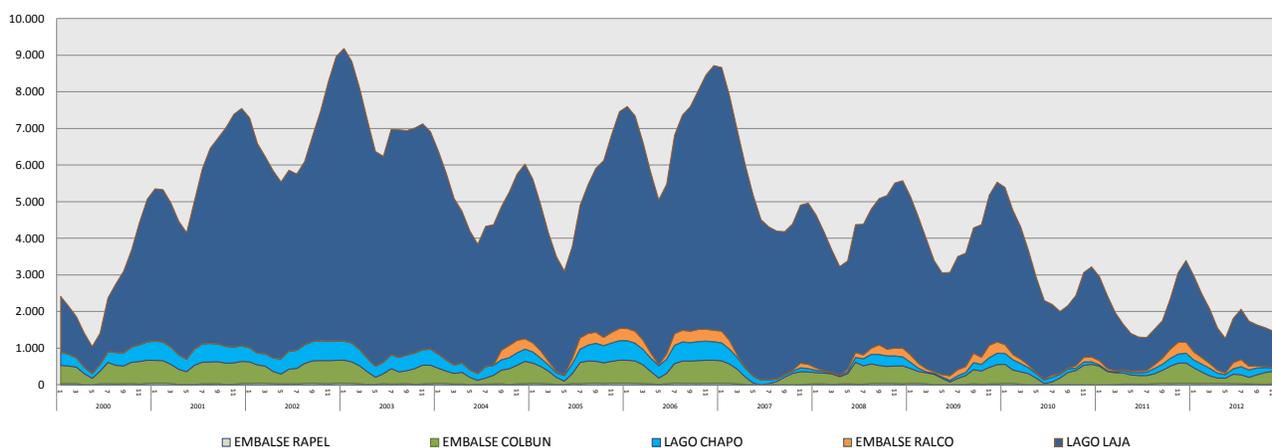
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a diciembre de 2012 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 77,33 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220, lo cual representa una baja de 0,5% con respecto al mes anterior (77,69 US\$/MWh).

## Nivel de los Embalses

La energía almacenada promedio disponible para generación en el mes de diciembre de 2012, alcanzó los 1,462 GWh, lo que representa una variación de -1.4% respecto al mes anterior, y una variación de -58.4% respecto de igual mes de 2011.

En el caso particular del Lago Laja, único embalse con capacidad de regulación interanual, es importante destacar que la energía promedio acumulada durante el mes de diciembre de 2012 fue un 59.5% menor que la acumulada a igual mes del año 2011, representando el nivel actual el 11% de capacidad máxima de este lago. En este sentido, se debe notar que la energía total almacenada en los embalses aún se mantienen bastante bajo lo normal.

Figura 13: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CNE, SysteP

Tabla 3: Comparación energía promedio almacenada mensual (GWh)

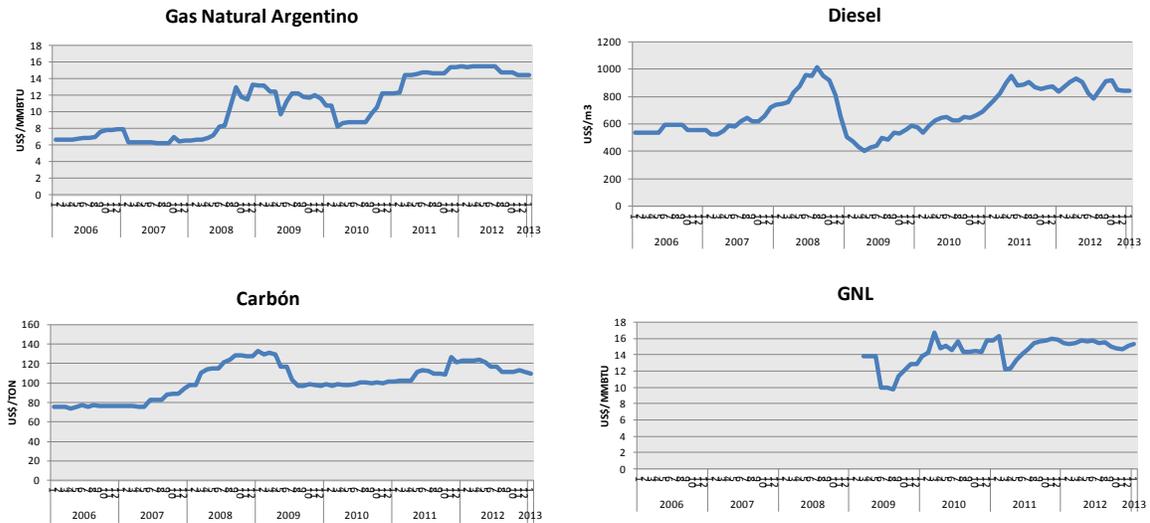
		Nov 2012	Dic 2012	Dic 2011
<b>EMBALSE</b>	<b>COLBUN</b>	344	357	559
	% de la capacidad máxima	53%	55%	87%
<b>EMBALSE</b>	<b>RAPEL</b>	26	39	43
	% de la capacidad máxima	51%	78%	85%
<b>LAGUNA</b>	<b>LA INVERNADA</b>	12	19	122
	% de la capacidad máxima	9%	15%	92%
<b>LAGO</b>	<b>LAJA</b>	999	903	2.233
	% de la capacidad máxima	12%	11%	28%
<b>LAGO</b>	<b>CHAPO</b>	98	108	262
	% de la capacidad máxima	17%	19%	46%
<b>EMBALSE</b>	<b>RALCO</b>	6	35	298
	% de la capacidad máxima	2%	10%	82%

Fuente: CNE, SysteP

## Precios de combustibles

Las empresas generadoras informan al CDEC-SIC semanalmente los valores de los precios de los combustibles para sus unidades, cuya evolución se muestra en la Figura 13.

Figura 14: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

Posterior a los meses de invierno, la escasez de precipitaciones y los bajos niveles de los deshielos han empujado al alza los costos marginales en los últimos meses.

Los costos marginales promedio de diciembre de 2012 presentan una variación de -6.9% respecto a los registrados en el mes de noviembre, con un alza de 4.3% respecto a lo observado en diciembre de 2011.

En la Tabla 6 y Figura 14 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos.

Tabla 4: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2008	2009	2010	2011	2012
Enero	247	115	116	157	182
Febrero	272	142	135	217	182
Marzo	325	134	135	236	232
Abril	280	121	133	205	268
Mayo	252	95	141	221	249
Junio	181	108	148	203	144
Julio	200	102	138	181	136
Agosto	143	96	157	154	163
Septiembre	134	68	127	162	162
Octubre	155	104	128	134	177
Noviembre	141	84,7	125	152	189
Diciembre	127	80	163	168	176

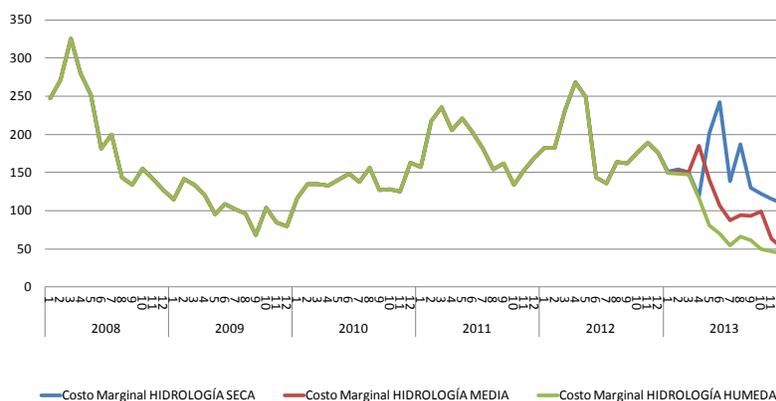
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Tabla 5: Costos marginales proyectados próximos 12 meses (US\$/MWh)

Año	Mes	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA
		SECA	MEDIA	HUMEDA
2013	1	151,4	149,5	149,1
-	2	153,8	150,7	148,6
-	3	150,1	150,7	147,2
-	4	118,6	184,7	116,5
-	5	201,1	140,9	80,5
-	6	242,1	107,1	69,6
-	7	139,0	87,3	54,3
-	8	187,1	94,4	65,6
-	9	130,3	93,1	60,7
-	10	122,5	98,8	49,4
-	11	115,2	63,1	46,3
-	12	109,2	51,5	43,7

Fuente: CDEC-SIC (programa de operación a 12 meses), SysteP

Figura 15: Costo Marginal Quillota 220 (US\$/MWh)



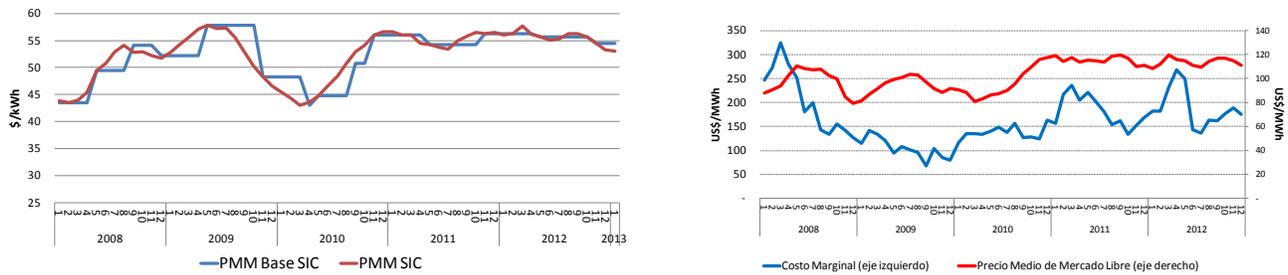
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

## Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado se determina con los precios medios de los contratos, tanto con clientes libres como regulados, informados por las empresas generadoras a la CNE, correspondientes a una ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del precio medio de mercado. Este precio se utiliza como señal de indexación del precio de nudo de corto plazo de la energía para el Sistema Interconectado Central. (Fuente: CNE)

El precio medio de mercado vigente a partir del 02 de Enero de 2013 es de 53.04 \$/kWh, lo que representa una variación de -2.65% con respecto al precio vigente en la Fijación de precio de nudo Octubre 2012 (54.49 \$/kWh).

Figura 16: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, Systeop

## Análisis Parque Generador

### Unidades en Construcción

La Tabla 7 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para los próximos dos años.

En total se espera la incorporación de 1.022 MW de potencia. La entrada en operación de la central a carbón Campiche está programada para el mes de marzo de 2013.

Con respecto al plan de obras del mes pasado, se destacan el reciente inicio de la operación comercial de la central hidroeléctrica Rucatayo (60 MW), y la incorporación en el plan de obras de los proyectos hidráulicos Los Hierros y Renaico, además del parque eólico Ucuquer.

### Unidades en Mantención

El plan anual de mantenimiento programado del CDEC, actualizado al 7 de enero de 2013, indica la salida de operación de las siguientes centrales para los próximos 3 meses (febrero a abril).

- Ralco (U-2 por 120 MW): 7 días en febrero.
- Colbún (U-2 por 76 MW): 13 días en febrero-marzo.
- Colbún (U-1 por 76 MW): 13 días en marzo.
- Pehuenche (U-2 por 275 MW): 10 días en marzo.
- Bocamina II (por 350 MW): 5 días en abril.
- Nueva Renca (por 380 MW): 35 días en abril-mayo.
- Nehuenco (U-3 por 103 MW): 6 días en abril.
- Rapel (U-2 por 76 MW): 2 días en abril.

Tabla 6: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Propietario	Fecha Ingreso	Potencia Neta [MW]	Potencia Max. [MW]
<b>Hidráulicas</b>				
Laja 1	IPR GDF Suez	Pasada	feb-13	34
San Andrés	HydroChile	Pasada	mar-13	40
Pulelfu	Capullo	Pasada	abr-13	9
Providencia	Herborn Ltda.	Pasada	ene-13	13
El Paso	HydroChile	Pasada	jul-13	40
Los Hierros	Besalco Construcciones S.A.	Pasada	may-13	19,9
Renaico	Mainco S.A.	Pasada	feb-13	1,25
Angostura	Colbún	Embalse	dic-13	316
<b>Térmica Tradicional</b>				
Campiche	Gener	Carbón	mar-13	270
<b>Otros Térmicos</b>				
Energía Pacífico	EPSA	Biogás/Cog.	ene-13	17
Viñales	Arauco	Cogeneración	ene-13	32
<b>Eólicas</b>				
Talinay Oriente	Vestas		feb-13	99
El Arrayán	El Arrayán Spa		mar-14	115
Ucuquer	Energías Ucuquer S.A.		ene-13	16,2
<b>TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)</b>				<b>1.022</b>

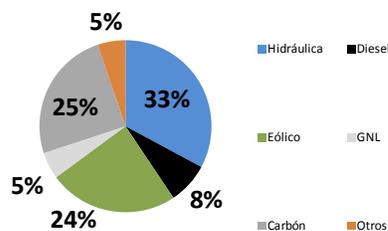
Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 7: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	6.260	8.794
Diesel	1.476	1.122
Eólico	4.628	9.629
GNL	961	590
Carbón	4.730	8.447
Otros	997	2.556
<b>TOTAL</b>	<b>19.053</b>	<b>31.137</b>
<b>Aprobado</b>	<b>15.158</b>	<b>24.095</b>
<b>En Calificación</b>	<b>3.896</b>	<b>7.042</b>
<b>TOTAL</b>	<b>19.053</b>	<b>31.137</b>

Fuente: SEIA, Syste

Figura 17: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Syste

## Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental deben obligatoriamente someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En el caso de las centrales eléctricas, deben someterse a estudio todas aquéllas que superen los 3 MW.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 19.053 MW (3.896 MW en calificación), con una inversión de 31.137 MUS\$.

Se destaca este mes la aprobación de los proyectos Central Hidroeléctrica Los Hierros II (5,1 MW – VII región) y Modificación Proyecto Eólico Punta Palmeras (66 MW – IV región). También, ingresaron al SEIA los proyectos de energía solar fotovoltaica Das (9,8 MW – III región), PV Diego de Almagro (52 MW – III región) y Carrera Pinto Solar (90 MW – III región); los proyectos de generación eólica Parque Alena (107,5 MW – VIII región) y Paque Eólico Pililín (51 MW – XIV región); centrales hidroeléctricas de pasada Perquilauquén (17 MW – VII región); y los proyectos de cogeneración Central de Cogeneración de Electricidad y Calor (7 MW – VII región) en base a biomasa y la Planta de Cogeneración Papeles Cordillera S.A. (50 MW – RM) en base a gas natural.

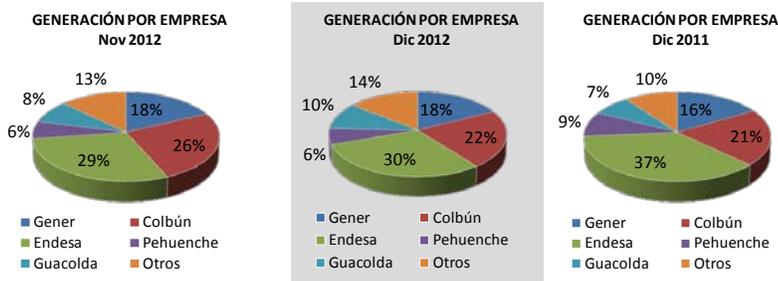
En la Tabla 9 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo IV se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

Tabla 8: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750,0	3.200,0	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354,0	4.400,0	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050,0	1.700,0	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750,0	1.300,0	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640,0	733,0	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579,0	390,0	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542,0	700,0	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500,0	1.000,0	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Talinay II	Parque Talinay Sur S.A	500,0	1.200,0	21-11-2012	En Calificación	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490,0	781,0	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316,0	500,0	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico Tolpán	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	306,0	250,0	21-11-2012	En Calificación	Eólico	Base	IX

Fuente: SEIA, Syste

Figura 18: Energía generada por empresa, mensual



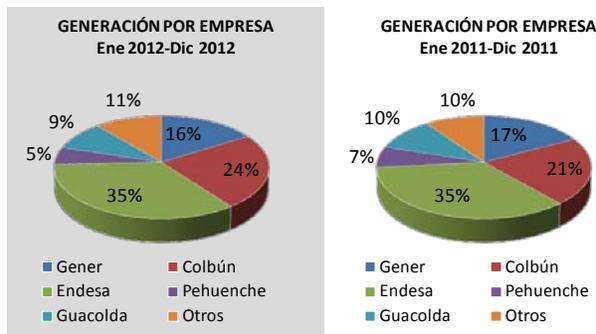
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 19: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 20: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systep

## Resumen Empresas

En el mercado eléctrico del SIC existen 5 agentes principales que aportan más del 85% de la producción de energía. Estas empresas son AES Gener, Colbún, Endesa, Guacolda y Pehuenche.

Al mes noviembre de 2012, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 30% de la producción total de energía, seguido de Colbún (22%), Gener (18%), Guacolda (10%) y Pehuenche (6%).

En un análisis por empresa se observa que Endesa, Gener, Guacolda y Pehuenche aumentaron su producción en un 6,2%, 1,4%, 25,8% y 0,8%, respectivamente, mientras que Colbún disminuyó su generación respecto del mes anterior en un 10,9%. Este análisis no toma en cuenta que el mes de diciembre tuvo un día más que el mes de noviembre.

En las Figura 17 a Figura 19 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

## ENDESA

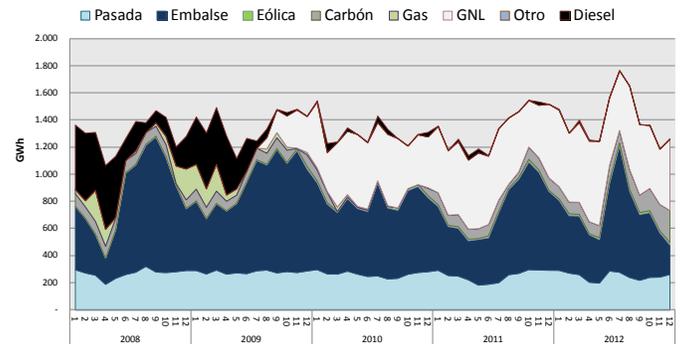
Analizando por fuente de generación, durante el mes de diciembre de 2012 la producción utilizando centrales de embalse exhibe una variación de -33.7% respecto al mes de noviembre, y una variación de -62.7% en relación a diciembre de 2011. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presentan un alza de 8.2% respecto a noviembre, con una variación de -10.5% respecto a diciembre de 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción de las centrales de carbón de Endesa presenta un alza de un 19.8% respecto al mes anterior, mientras el aporte de las centrales a GNL presenta un alza de un 29.6% respecto a noviembre, con una variación del -2.9% respecto a diciembre de 2011.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de diciembre tuvo un día más que el mes de noviembre.

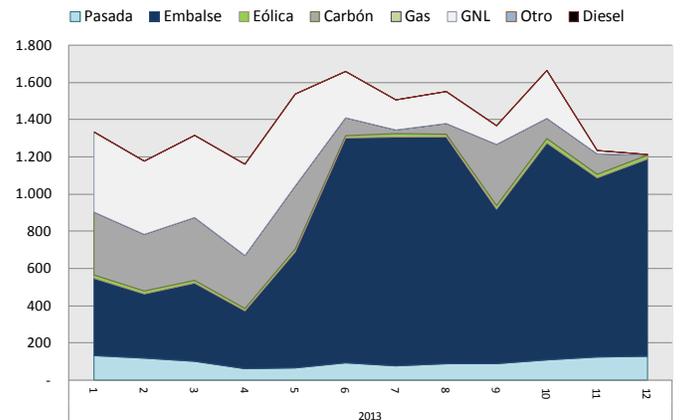
En la Figura 21 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 21: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 22: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 9: Generación Endesa, mensual (GWh)

	Nov 2012	Dic 2012	Dic 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	242	262	292	8,2%	-10,5%
Embalse	327	217	582	-33,7%	-62,7%
Gas	0	0	0	0,0%	-100,0%
GNL	407	527	543	29,6%	-2,9%
Carbón	198	237	94	19,8%	151,6%
Díesel	1	0	0	-85,8%	-64,5%
Eólico	13	19	6	42,0%	210,9%
<b>Total</b>	<b>1.188</b>	<b>1.262</b>	<b>1.518</b>	<b>6,2%</b>	<b>-16,9%</b>

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 10: Generación Endesa, últimos 12 meses (GWh)

	Ene 2012-Dic 2012	Ene 2011-Dic 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.989	3.000	-0,4%
Embalse	5.769	6.092	-5,3%
Gas	0	4	-100,0%
GNL	6.340	5.803	9,3%
Carbón	1.550	929	67,0%
Diesel	46	129	-64,1%
Eolico	160	132	21,3%
<b>Total</b>	<b>16.855</b>	<b>16.088</b>	<b>4,8%</b>

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 11: Generación Endesa, trimestral (GWh)

	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	734	743	883	-15,8%	1,2%
Embalse	2.059	1.022	2.100	-51,3%	-50,4%
Gas	0	0	4	-100,0%	0,0%
GNL	1.571	1.397	1.272	9,8%	-11,1%
Carbón	375	602	277	117,3%	60,4%
Diesel	1	5	28	-83,7%	210,9%
Eólico	43	46	37	22,9%	4,8%
<b>Total</b>	<b>4.784</b>	<b>3.814</b>	<b>4.601</b>	<b>-17,1%</b>	<b>-20,3%</b>

Fuente: CDEC-SIC, Syste

## ENDESA

### Generación Histórica vs Contratos

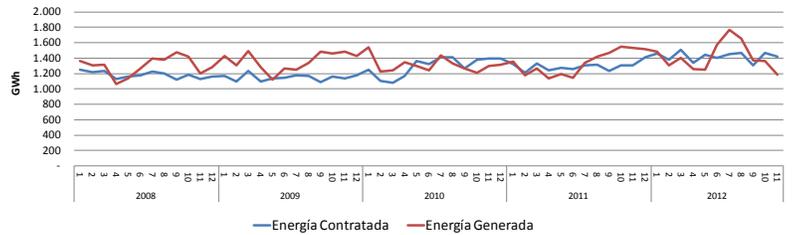
La generación real de energía para Endesa durante noviembre de 2012 fue de 1,188 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1,415 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario

En la Figura 22 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

### Transferencias de Energía

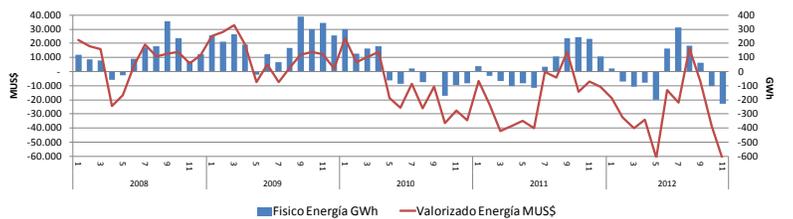
Durante el mes de noviembre de 2012 las transferencias de energía de Endesa ascienden a -227.2 GWh, las que son valorizadas en -62.0 MMUS\$. En la Figura 23 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>1</sup>

Figura 23: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 24: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, System

<sup>1</sup> Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

## GENER

Analizando por fuente de generación, durante el mes de diciembre de 2012 la producción en base a centrales de pasada muestra un alza de 21.6% respecto a noviembre, con una variación de -3.7% en relación a diciembre del año 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción utilizando centrales a carbón exhibe una variación de -3.7% respecto al mes de noviembre, con un aumento de 16.1% en relación a diciembre de 2011. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan un alza de 1798.5% respecto al mes de noviembre.

Se incluye la consolidación de Gener con su filial Eléctrica Santiago, ESSA (Nueva Renca y centrales relacionadas). Este análisis no toma en cuenta que el mes de diciembre tuvo un día más que el mes de noviembre.

En la Figura 25 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 12: Generación Gener, mensual (GWh)

	Nov 2012	Dic 2012	Dic 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	123	149	155	21,6%	-3,7%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	8	160	7	1798,5%	2033,1%
Carbón	418	402	346	-3,7%	16,1%
Diesel	170	18	167	-89,6%	-89,4%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	4	4	9	4,8%	-54,8%
<b>Total</b>	<b>723</b>	<b>733</b>	<b>685</b>	<b>1,4%</b>	<b>7,0%</b>

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 13: Generación Gener, últimos 12 meses (GWh)

	Ene 2012-Dic 2012	Ene 2011-Dic 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.202	1.184	1,5%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	14	36	-61,5%
GNL	1.518	1.730	-12,3%
Carbón	4.600	4.368	5,3%
Diesel	452	518	-12,8%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	84	100	-15,5%
<b>Total</b>	<b>7.869</b>	<b>7.936</b>	<b>-0,8%</b>

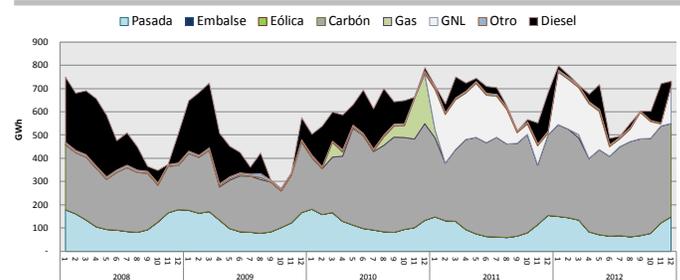
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 14: Generación Gener, trimestral (GWh)

	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	199	350	351	-0,3%	75,7%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	1	-100,0%	0,0%
GNL	198	240	134	79,6%	21,1%
Carbón	1.211	1.229	1.026	19,7%	1,5%
Diesel	23	228	268	-15,0%	882,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	20	13	26	-51,1%	-37,4%
<b>Total</b>	<b>1.652</b>	<b>2.060</b>	<b>1.806</b>	<b>14,0%</b>	<b>24,7%</b>

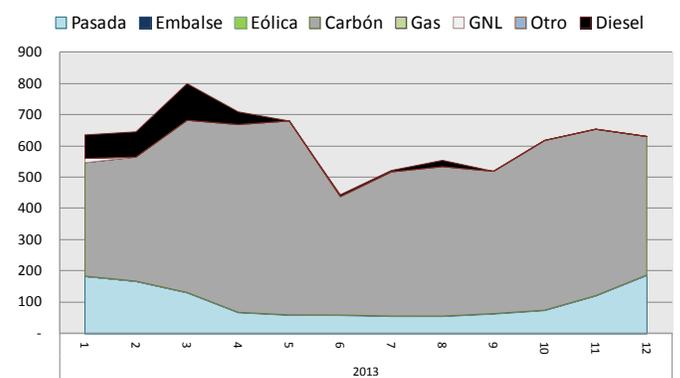
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 25: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 26: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

## GENER

### Generación Histórica vs Contratos

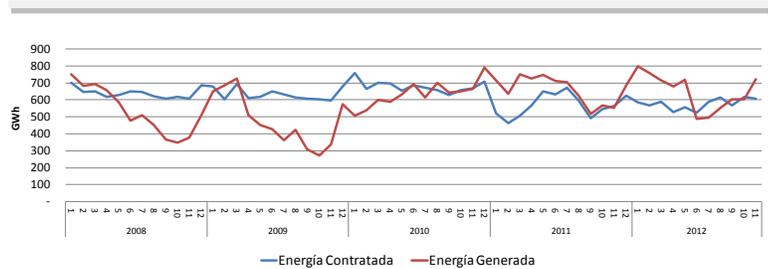
La generación real de energía para Gener durante noviembre de 2012 fue de 722.6 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 607.2 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 26 se ilustra el nivel de contratación estimado para Gener junto a la producción real de energía. El análisis de las transferencias incluye a la filial ESSA.

### Transferencias de Energía

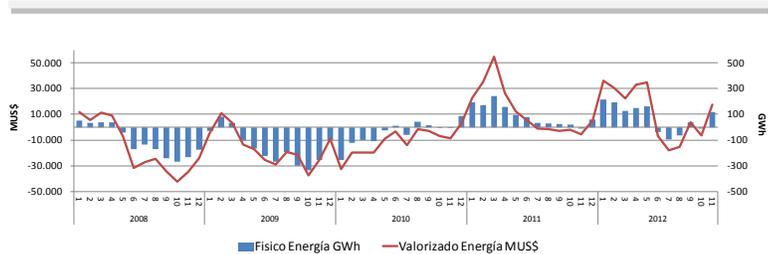
Durante el mes de noviembre de 2012 las transferencias de energía de Gener ascienden a 115.5 GWh, las que son valorizadas en 17.6 MUS\$. En la Figura 27 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>2</sup>

Figura 27: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 28: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

<sup>2</sup> Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

## COLBÚN

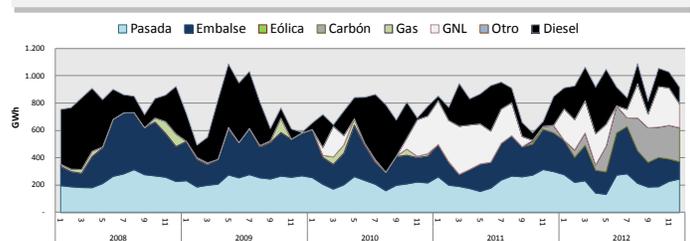
Analizando por fuente de generación, durante el mes de diciembre de 2012 la producción de las centrales de embalse exhibe una variación de -22.8% respecto al mes de noviembre, con una variación de -55.4% en relación a diciembre de 2011. Las centrales de pasada, por su parte, presentan un alza en su aporte de 7.5% respecto a noviembre, con una variación de -18.2% respecto a diciembre de 2011.

Respecto a la generación térmica, la producción de centrales diesel presenta un alza de 4.7% respecto a noviembre, las centrales que utilizan GNL como combustible principal variaron su producción en un -36.5% con respecto al mes anterior.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de diciembre tuvo un día más que el mes de noviembre.

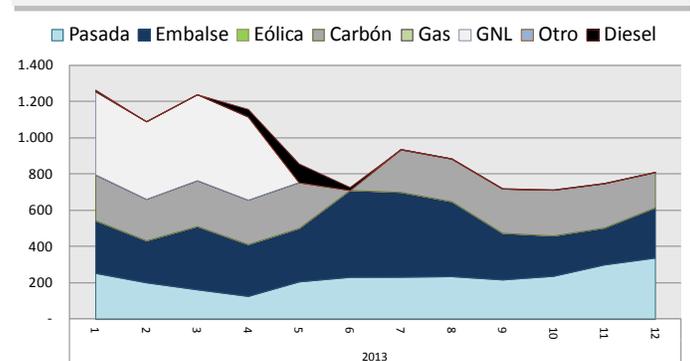
En la Figura 29 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 29: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 30: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 15: Generación Colbún, mensual (GWh)

	Nov 2012	Dic 2012	Dic 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	227	244	299	7,5%	-18,2%
Embalse	165	127	285	-22,8%	-55,4%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	275	174	3	-36,5%	5533,4%
Carbón	247	250	54	1,2%	364,3%
Diesel	117	122	211	4,7%	-41,9%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>1.031</b>	<b>919</b>	<b>852</b>	<b>-10,9%</b>	<b>7,9%</b>

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 16: Generación Colbún, últimos 12 meses (GWh)

	Ene 2012-Dic 2012	Ene 2011-Dic 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.616	2.804	-6,7%
Embalse	2.617	2.630	-0,5%
Gas	0	15	-100,0%
GNL	2.242	2.402	-6,7%
Carbón	1.853	96	1830,3%
Diesel	2.240	1.901	17,8%
Eólico	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>11.568</b>	<b>9.849</b>	<b>17,5%</b>

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 17: Generación Colbún, trimestral (GWh)

	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	681	660	885	-25,5%	-3,1%
Embalse	769	507	811	-37,5%	-34,0%
Gas	0	0	9	-100,0%	0,0%
GNL	415	747	4	19721,9%	80,3%
Carbón	560	721	95	658,0%	28,8%
Diesel	331	374	302	23,8%	13,1%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>2.755</b>	<b>3.009</b>	<b>2.106</b>	<b>42,9%</b>	<b>9,2%</b>

Fuente: CDEC-SIC, Systep

## COLBÚN

### Generación Histórica vs Contratos

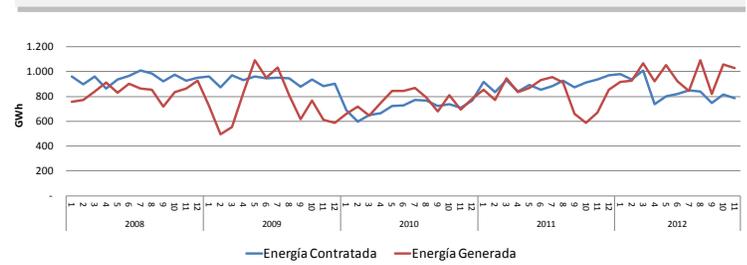
La generación real de energía para Colbún durante noviembre de 2012 fue de 1,031.3 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 784.3 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 30 se ilustra el nivel de contratación estimado para Colbún junto a la producción real de energía.

### Transferencias de Energía

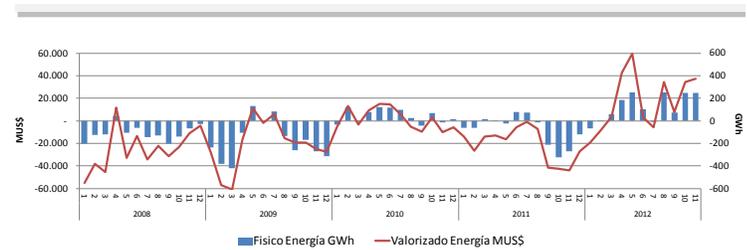
Durante el mes de noviembre de 2012, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 247.0 GWh, las que son valorizadas en 37.1 MMUS\$. En la Figura 31 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>3</sup>

Figura 31: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 32: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

<sup>3</sup> Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

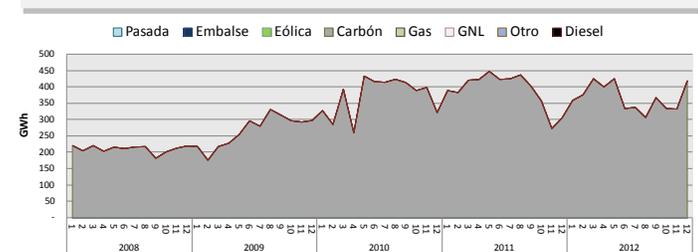
## GUACOLDA

Durante el mes de diciembre de 2012, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe un alza de 25.8% respecto al mes de noviembre, con un aumento de 36.8% en relación a diciembre de 2011.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de diciembre tuvo un día más que el mes de noviembre.

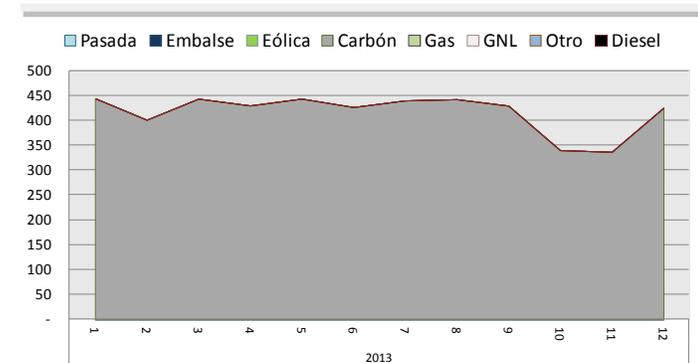
En la Figura 33 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 33: Generación histórica Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 34: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 18: Generación Guacolda, mensual (GWh)

	Nov 2012	Dic 2012	Dic 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	333	419	306	25,8%	36,8%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>333</b>	<b>419</b>	<b>306</b>	<b>25,8%</b>	<b>36,8%</b>

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 19: Generación Guacolda, últimos 12 meses (GWh)

	Ene 2012-Dic 2012	Ene 2011-Dic 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	0	0	0,0%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	4.422	4.694	-5,8%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>4.422</b>	<b>4.694</b>	<b>-5,8%</b>

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 20: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.013	1.086	938	15,9%	7,2%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>1.013</b>	<b>1.086</b>	<b>938</b>	<b>15,9%</b>	<b>7,2%</b>

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## GUACOLDA

### Generación Histórica vs Contratos

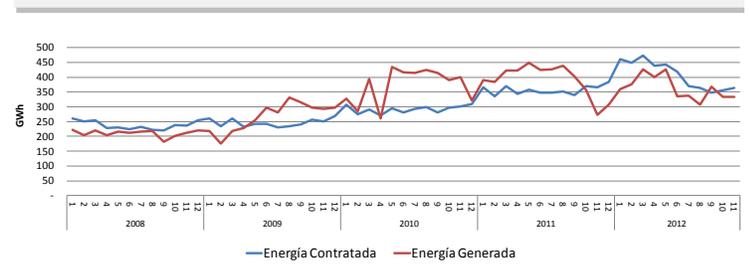
La generación real de energía para Guacolda durante noviembre de 2012 fue de 333.0 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 362.9 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario

En la Figura 34 se ilustra el nivel de contratación estimado para Guacolda junto a la producción real de energía.

### Transferencias de Energía

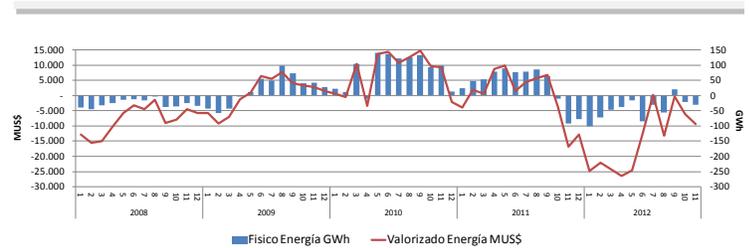
Durante el mes de noviembre de 2012, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a -29.9 GWh, las que son valorizadas en -9.4 MMUS\$. En la Figura 35 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>4</sup>

Figura 35: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 36: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

<sup>4</sup> Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

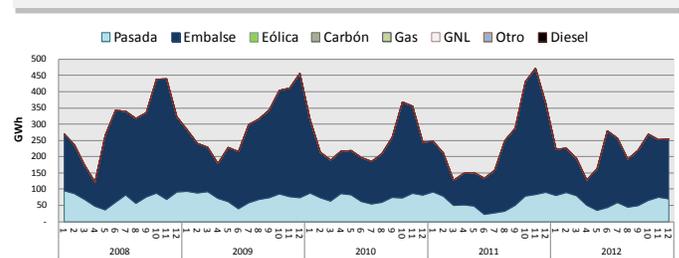
## PEHUENCHE

Durante el mes de diciembre de 2012, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un alza de 4.1% respecto al mes de noviembre, con una variación de -32.6% en relación a diciembre de 2011. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra una variación de -6.8% respecto a noviembre, con variación de -22.3% en relación a diciembre de 2011.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de diciembre tuvo un día más que el mes de noviembre.

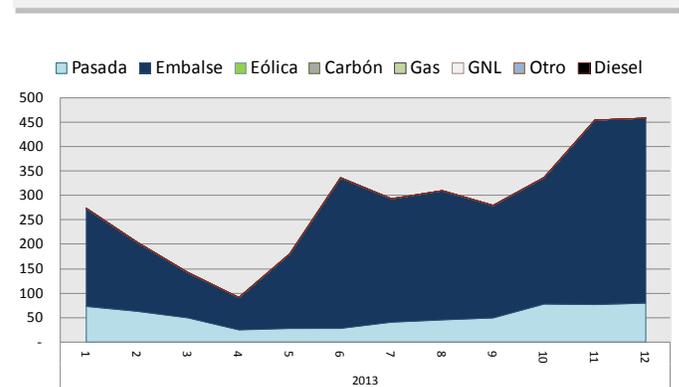
En la Figura 37 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 37: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 38: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 21: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

	Nov 2012	Dic 2012	Dic 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	76	71	91	-6,8%	-22,3%
Embalse	177	185	274	4,1%	-32,6%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>253</b>	<b>255</b>	<b>365</b>	<b>0,8%</b>	<b>-30,0%</b>

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 22: Generación Pehuenche, últimos 12 meses (GWh)

	Ene 2012-Dic 2012	Ene 2011-Dic 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	748	710	5,4%
Embalse	1.922	2.282	-15,8%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>2.670</b>	<b>2.992</b>	<b>-10,8%</b>

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 23: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	154	212	254	-16,5%	37,8%
Embalse	517	566	1.016	-44,2%	9,5%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>671</b>	<b>779</b>	<b>1.270</b>	<b>-38,7%</b>	<b>16,0%</b>

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## PEHUENCHE

### Generación Histórica vs Contratos

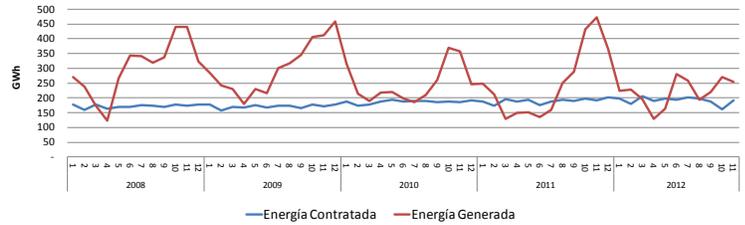
La generación real de energía para Pehuenche durante noviembre de 2012 fue de 253.2 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 191.0 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 38 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

### Transferencias de Energía

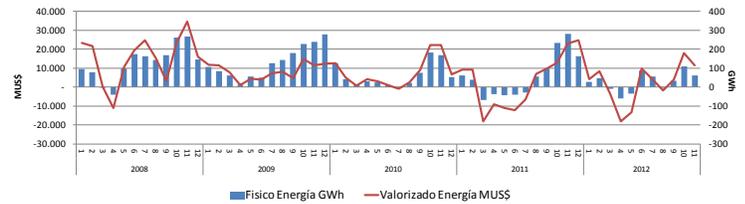
Durante el mes de noviembre de 2012 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 62.2 GWh, las que son valorizadas en 11.6 MMUS\$. En la Figura 39 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>5</sup>

Figura 39: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeem

Figura 40: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, Systeem

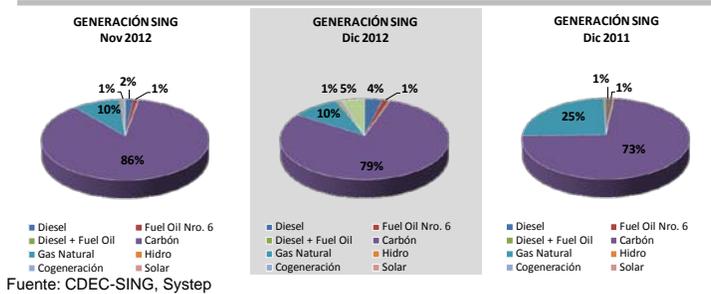
<sup>5</sup> Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

## SING Sistema Interconectado del Norte Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 41: Energía mensual generada en el SING



### Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de diciembre de 2012 la generación de energía en el SING aumentó en un 6,0% respecto a noviembre, con un aumento de 2,2% respecto a diciembre de 2011.

Se observa que la generación diesel aumentó en un 147,9% con respecto a noviembre, mientras que la generación a carbón disminuyó en un 3,0%. La generación con gas natural aumentó en un 5,9% respecto al mes pasado.

En la Figura 41 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2008. Durante el mes de diciembre del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 85 US\$/MWh en la barra de Crucero 220 kV.

Figura 42: Generación histórica SING (GWh)

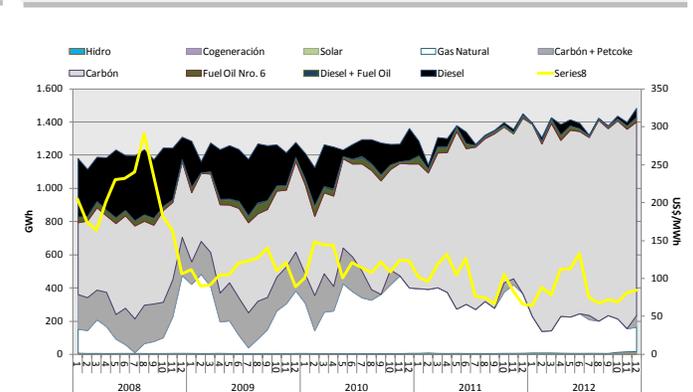


Figura 43: Generación histórica SING (%)

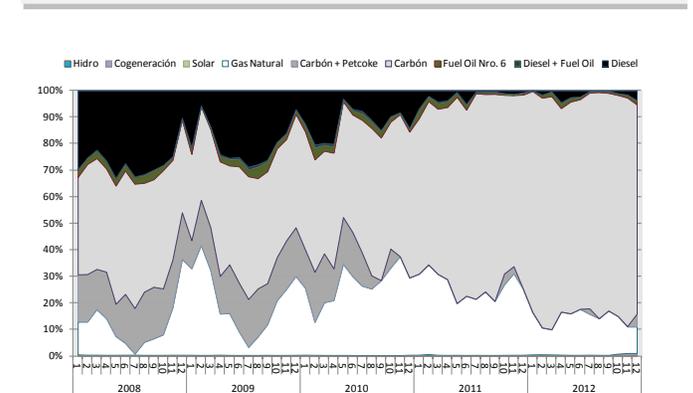
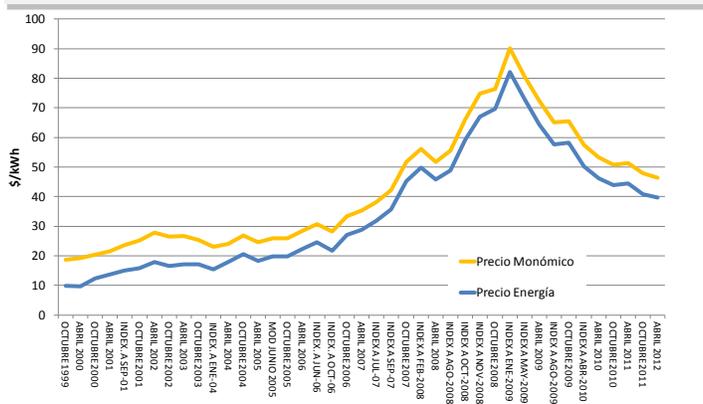
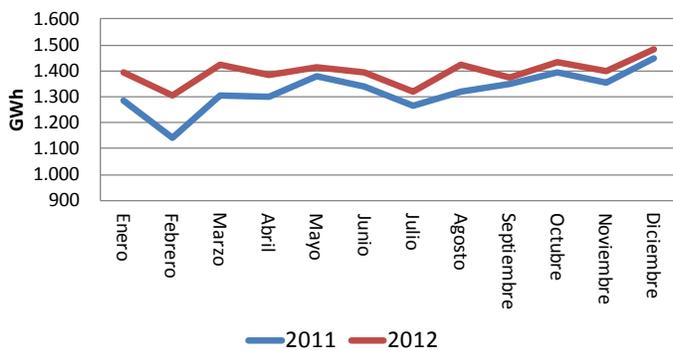


Figura 44: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 45: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systep

## Evolución del Precio Nudo de corto plazo

El día viernes 27 de julio fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SING, correspondientes a la fijación realizada en abril de 2012, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de mayo de 2012.

Los valores definidos por la autoridad son: 39,665 \$/kWh y 4.170,82 \$/kW/mes para el precio de la energía y el precio de la potencia en la barra Crucero 220, respectivamente, resultando un precio monómico de 46,32 \$/kWh. Este valor representa una disminución de 3,48% respecto a la anterior fijación del precio de nudo, realizada en el mes de octubre de 2011.

## Generación de Energía

En el mes de diciembre, la generación real del sistema fue de 1.482 GWh. Esto representa un aumento de 2,2% con respecto al mismo mes de 2011.

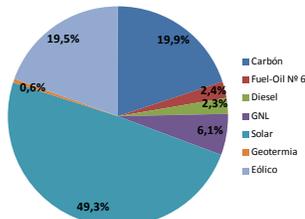
La generación acumulada a diciembre del año 2012 es de 16.748 GWh, lo que comparado con los 15.889 GWh acumulados al mismo mes del año 2011, representa un aumento de 5,4%.

Tabla 24: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.770	3.500
Fuel-Oil Nº 6	216	302
Diesel	207	340
GNL	540	400
Solar	4.385	15.709
Geotermia	50	180
Eólico	1.732	3.718
<b>TOTAL</b>	<b>8.900</b>	<b>24.149</b>
Aprobado	6.494	17.023
En Calificación	2.406	7.126
<b>TOTAL</b>	<b>8.900</b>	<b>24.149</b>

Fuente: SEIA, Systep

Figura 46: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systep

Tabla 25: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDENOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoelectrónica Cochran	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Central a Gas Natural Cúico Combinado Kellar	Kellar S.A.	540	400	20-11-2012	En Calificación	GNL	Base	II
Parque Eólico Loa	Aprovechamientos Energéticos S.A.	528	933	30-05-2012	Aprobado	Eólico	Base	II
Planta Termosolar María Elena	Iberdrola Solar Atacama S.A.	400	3290	10-12-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Termosolar Pedro de Valdivia	Iberdrola Solar Atacama S.A.	360	2620	27-03-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Central Termoelectrónica Pacifico	Rio Sotol S.A.	350	750	03-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	I
Parque Fotovoltaico Atacama Solar	ATACAMA SOLAR S.A.	250	773	02-02-2011	Aprobado	Solar	Base	I
Parque Eólico Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Parque Eólico Chaní	Empresa AM-élica Alto Loa S.p.A.	240	500	04-05-2011	Aprobado	Eólico	Base	II
Parque Fotovoltaico Los Andes	AES GENER S.A.	220	572	10-02-2012	Aprobado	Solar	Base	I
Parque Fotovoltaico Tocopilla	EOSOL NEW ENERGY S.A.	192,6	615,9	15-05-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Encuentro Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Cruco Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Cruco Oeste	Helio Atacama Uno SpA	160,4	449	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Domeyko 2	Helio Atacama Cinco SpA	159,7	447	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Valle del Sol	Enel Latin America (Chile) Ltda.	143,0	330	26-12-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Atacama	Enel Latin America (Chile) Ltda.	129,0	250	26-12-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Parque Eólico Calama	E-CL.S.A.	128	280	07-06-2011	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Cruco Este	Helio Atacama Dos SpA	127,9	358	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Sol de Lila	Enel Latin America (Chile) Ltda.	122,0	285	27-12-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Domeyko Este	Helio Atacama Seis SpA	112	314	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Central Sol del Loa	VENTUS SOLARIS S.A.	110	296	02-11-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	Aprobado	Carbón	Base	I
Parque Eólico Obema A	E-CL.S.A.	108	240	22-06-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Parque Solar Asapa	Andes Mainstream SpA	104	210	26-11-2012	En Calificación	Solar	Base	XV
Central Barriales	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Proyecto Eólico Quilagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Parque Eólico Tal Tal	Parque Eólico Tal Tal S.A.	99	203	25-05-2012	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Fotovoltaico Wilka	Desarrollos Fotovoltaicos de Chile S.A	98	196,0	27-11-2012	En Calificación	Solar	Base	XV
Proyecto Fotovoltaico Huatcondo	Desarrollos Fotovoltaicos de Chile S.A	98	196,0	27-11-2012	En Calificación	Solar	Base	I
Complejo Solar IV Fica	Element Power Chile S.A.	90	288,0	09-12-2010	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Arica II	Arica Solar Generación 2 Limitada	88	220,0	20-12-2012	En Calificación	Solar	Base	XV
Central Termoelectrónica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Proyecto PV Coya	SOLEVENTUS CHILE Spa	80	320	30-03-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Labinerto Este	Helio Atacama Tres SpA	76,7	215	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Parque Solar Almonte	Andes Mainstream SpA	75	250	29-12-2011	En Calificación	Solar	Base	I
Parque Eólico Calama B	E-CL.S.A.	75	165	10-09-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Parque Fotovoltaico María Elena	Generación Solar S.p.A.	72	171	16-08-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Parque Solar El Águila	Andes Mainstream SpA	70	180	12-06-2012	Aprobado	Solar	Base	XV
Proyecto Fotovoltaico Labinerto Oeste	Helio Atacama Cuatro SpA	69,8	195	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Inti	Inti Pacific 1 SpA	69,5	139	02-01-2013	En Calificación	Solar	Base	II
Parque Eólico Andes Wind Parks	Andes Wind Parks S.A.	65	180	29-08-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo Central Geotérmica Cerro Pabellón	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Wara III	Geotérmica del Norte S.A.	50	180,0	29-04-2011	Aprobado	Geotermia	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	ARALCARIA SOLAR-SERVICES CHILE S.A.	45	102,0	13-07-2012	En Calificación	Solar	Base	I
Proyecto Solar Fotovoltaico Lagunas	INTERTECNOS S.A.	45	201,6	09-12-2010	En Calificación	Solar	Base	II
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Dolía Ins de Gollahuasi CSM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoelectrónica Parinacota	Termoelectrónica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	XV
Central Carpicomio	EDENOR S.A.	31	45	07-07-2009	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	I
La Tirana Solar	Solar Chile S.A.	30,24	90	11-07-2012	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama IV	Planta Solar San Pedro IV S.A.	30	105,25	25-06-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Calama Sur	Planta Solar Calama Sur S.A.	30	105	15-01-2013	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama III	Element Power Chile S.A.	30	105	07-07-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama I	Element Power Chile S.A.	30	104,8	23-05-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama II	Element Power Chile S.A.	30	103	02-08-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Salar de Huasco	Element Power Chile S.A.	30	96	20-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica Lagunas	Element Power Chile S.A.	30	96	22-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Proyecto PV Dos Cruces	SOLEVENTUS CHILE Spa	30	82	11-11-2011	Aprobado	Solar	Base	XV
Proyecto Solar Sky 2	Solar Sky 2 SpA	26	78	04-10-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Solar Sky 1	Solar Sky 1 SpA	26	78	04-10-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Ujina	ACCIONA ENERGIA CHILE S.A.	25	81,57	10-07-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Arica I	Arica Solar Generación 1 Limitada	18	70	05-12-2011	Aprobado	Solar	Base	XV
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3 S.A.	16,6	71	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Solar Fotovoltaica Arica II	Arica Solar Generación 1 Limitada	15,0	45	05-10-2012	En Calificación	Solar	Base	XV
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 1	Pozo Almonte Solar 1 S.A.	9,3	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	Jon Itaki Segovia De Celaya	9,3	40	03-09-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	CALAMA SOLAR S.A.	9,3	40	03-09-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta solar Fotovoltaica 9MW	SELEC.TEC. Ltda.	9	20	17-11-2011	Aprobado	Solar	Base	I
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spence S.A	9	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza	Compañía Minera Quebrada Blanca	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Huerto Solar Fotovoltaica	Minera Meridiana del Norte Ltda.	8	31,9	20-06-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto de Respaldo Minas el Pelón y Fortuna	Minera Meridiana Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	7,8	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Parque Solar Fotovoltaico Aguas Blancas I	AGUAS BLANCAS SOLAR 1	7,7	13	30-10-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Eléctricos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,884	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Systep

## Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

Los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental deben obligatoriamente someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En el caso de las centrales eléctricas, deben someterse a estudio todas aquellas que superen los 3 MW de capacidad instalada. En el último tiempo, este tipo de estudio ha adquirido una gran relevancia ante la comunidad por la preocupación que genera la instalación de grandes centrales cerca de lugares urbanos o de ecosistemas sin intervención humana.

En la Tabla 26 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de diciembre de 2012, considerando aquellos aprobados o en calificación. Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 8.900 MW (2.046 MW en calificación), con una inversión de 24.149 MMUS\$.

## Análisis Precios de Licitación SING

La Ley N°20.018, en su artículo 79-1, indica que las concesionarias de servicio público de distribución deberán licitar sus requerimientos de energía, contratando abastecimiento eléctrico al precio resultante en procesos de licitación. En este contexto, en 2009 se realizó un proceso de licitación para abastecer a clientes regulados del SING, en el cual las empresas generadoras ofrecieron suministro a un precio fijo, el cual se indexa en el tiempo de acuerdo a índices de precios de combustibles y el Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos (CPI).

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US\$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 27). Los indexadores definidos por Edelnor dependen en un 59,4% de la variación del índice de precios del GNL y en un 40,6% de la variación del CPI.

Tabla 26: Precios de Licitación (precios indexados a diciembre de 2012)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Dic-12	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	81,71	2012

## Precios de combustibles

En la Figura 46 se muestran los precios del gas natural argentino, diesel y carbón, obtenidos del resumen de precios de combustibles publicado por el CDEC-SING, calculados como el promedio de los precios informados por las empresas para sus distintas unidades de generación durante el mes anterior.

Figura 47: Valores informados por las Empresas

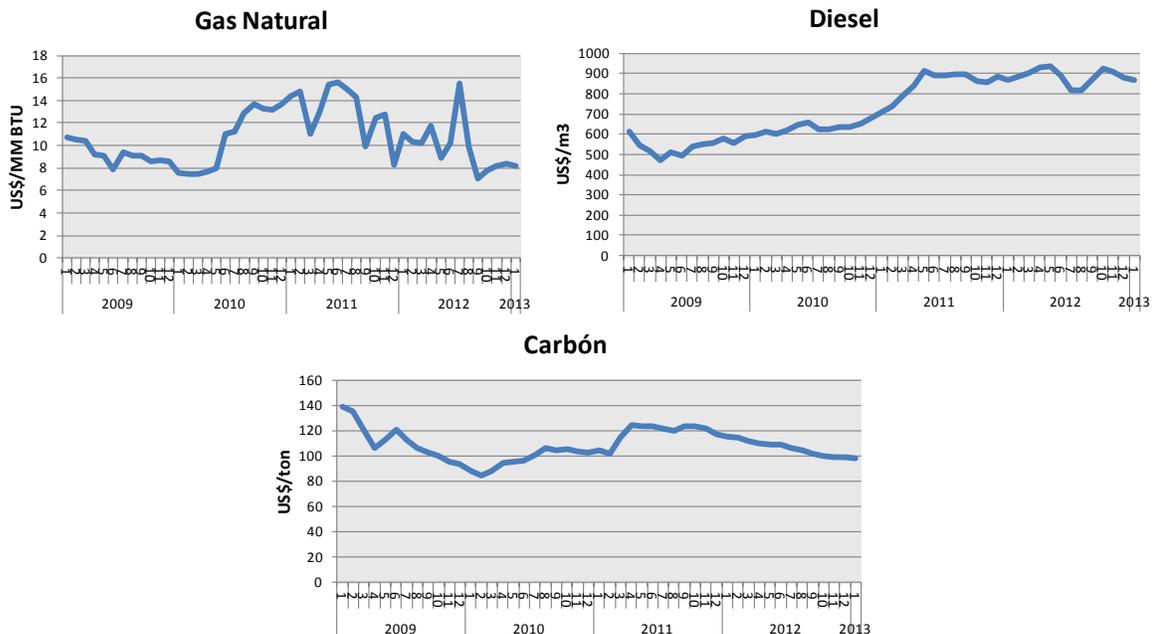


Tabla 27: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2008	2009	2010	2011	2012
Enero	204	112	101	102	65
Febrero	174	90	148	96	88
Marzo	164	92	144	119	78
Abril	201	105	144	132	112
Mayo	230	105	101	104	112
Junio	232	120	121	126	133
Julio	241	123	114	76	75
Agosto	291	127	108	74	68
Septiembre	236	140	122	67	72
Octubre	181	110	109	106	69
Noviembre	164	121	124	83	82
Diciembre	106	89	123	66	85

Fuente: CDEC-SING, Syste

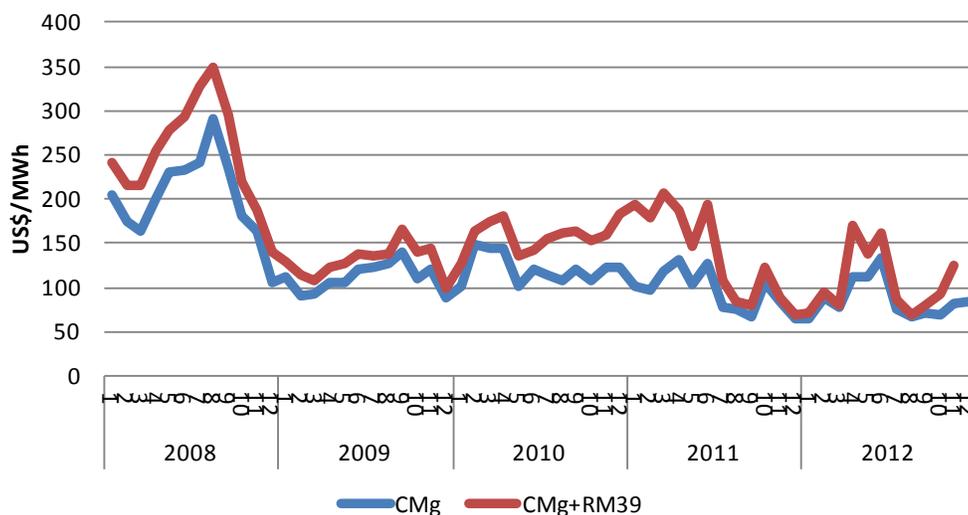
## Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

### Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 2008 aumentaron los costos marginales significativamente. Posteriormente, esta tendencia se revirtió debido a la baja en el precio del petróleo diesel, no obstante se mantienen valores altos en comparación con años anteriores a la crisis del gas natural. Para el mes de diciembre, el costo marginal fue de 85 US\$/MWh, lo que representa un aumento de 29,4% respecto al mismo mes del año anterior y un aumento de 4,0% respecto al mes de noviembre de 2012.

La Figura 47 muestra la evolución del costo marginal en la barra de Crucero 220, incluyendo el valor de la RM39 con datos disponibles a partir de febrero de 2007 y hasta el mes de noviembre de 2012, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de noviembre. La RM39 compensa a los generadores que se ven perjudicados por la operación bajo las siguientes consideraciones: mayor seguridad global de servicio, pruebas y operación a mínimo técnico. Para el mes de noviembre, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero fue de 42,5 US\$/MWh.

Figura 48: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, Syste

## Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 2 de enero de 2013 es de 52,323 \$/kWh, que representa una disminución de 7,96% respecto al Precio Medio Base (56,849 \$/kWh) definido en la fijación de octubre de 2012.

## Análisis Parque Generador

### Unidades en Construcción

A la fecha no existen centrales en construcción, puesto que todas las centrales consideradas como en construcción en el último estudio de fijación de Precios de Nudo ya iniciaron su operación comercial.

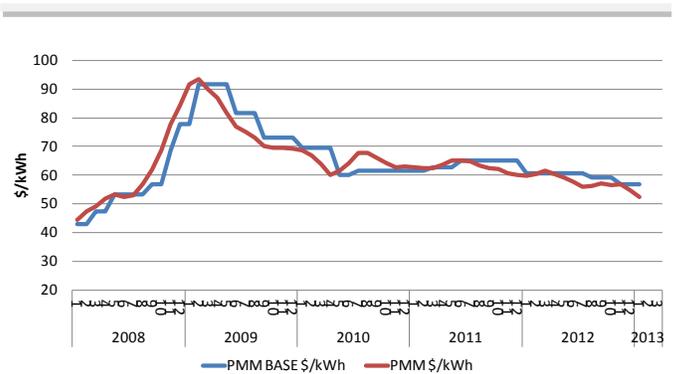
Durante el año 2011 destacó la entrada en operación en abril de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), filial de AES Gener; la entrada en julio de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW), filial de E-CL; la entrada en agosto de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), también filial de E-CL; y la entrada en octubre de la Central Termoeléctrica Angamos II (230 MW), filial de AES Gener. Todas estas centrales operan con carbón como combustible.

### Unidades en Mantenición

Se informa el mantenimiento programado de las siguientes centrales para los próximos 3 meses.

- CTA1 (Andina): 165 MW en febrero y marzo.
- U14 (Tocopilla): 136 MW en febrero y marzo.
- U16 (Tocopilla): 400 MW en enero.
- TG2B (Atacama): 127 MW en marzo.

Figura 49: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systepe

Tabla 28: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Max.	Potencia Neta
<b>Térmicas</b>				
Actualmente no existen centrales en construcción				
<b>TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)</b>				-

Fuente: CNE, CDEC-SING

## Resumen Empresas

En el mercado eléctrico del SING existen 5 agentes que definen prácticamente la totalidad de la producción de energía del sistema. Estas empresas son AES Gener, E-CL (ex Edelnor), GasAtacama, Celta y Norgener. Desde el mes de abril de 2011 la generación de AES Gener incluye la producción de la Central Termoeléctrica Angamos, mientras que desde el mes de agosto de 2011 la generación de E-CL incluye la producción de las Centrales Térmicas Andina y Hornitos. Adicionalmente, a partir de enero de 2012, E-CL incluye en su estadística la producción de Electroandina.

Al mes de diciembre de 2012, el actor más importante del mercado es E-CL, con un 54% de la producción total de energía, seguido por AES Gener y Norgener, con un 24% y 14%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que GasAtacama, Norgener, E-CL y AES Gener aumentaron su producción en un 158,5%, 8,1%, 5,5% y 3,5%, respectivamente, en relación a noviembre de 2012. Por su parte Celta vio para el mismo período disminuida su producción en un 22,2%. En la Figura 49 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 50 se presentan las transferencias de energía de las empresas en octubre de 2012. Se observa que los mayores cambios con respecto al mes anterior se dan en Celta, GasAtacama y Norgener, las cuales cambiaron su condición de excedentarias a deficitarias.

Figura 50: Energía generada por empresa, mensual

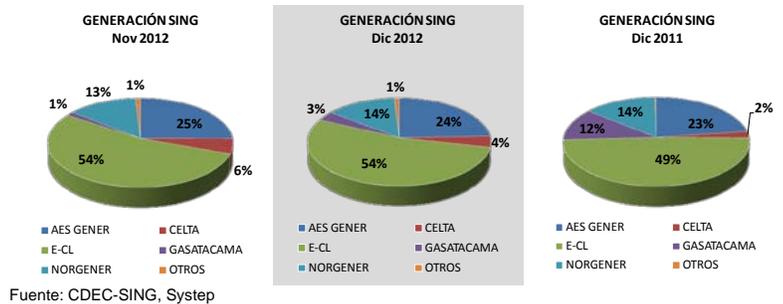
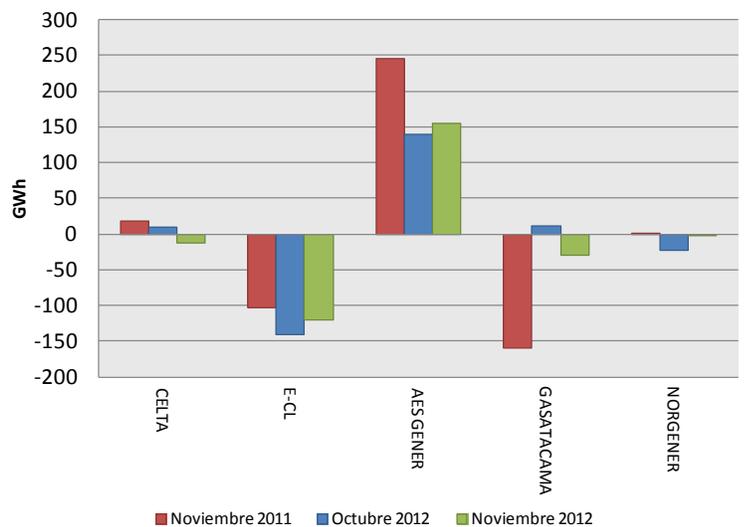


Figura 51: Transferencias de energía por empresa, mensual

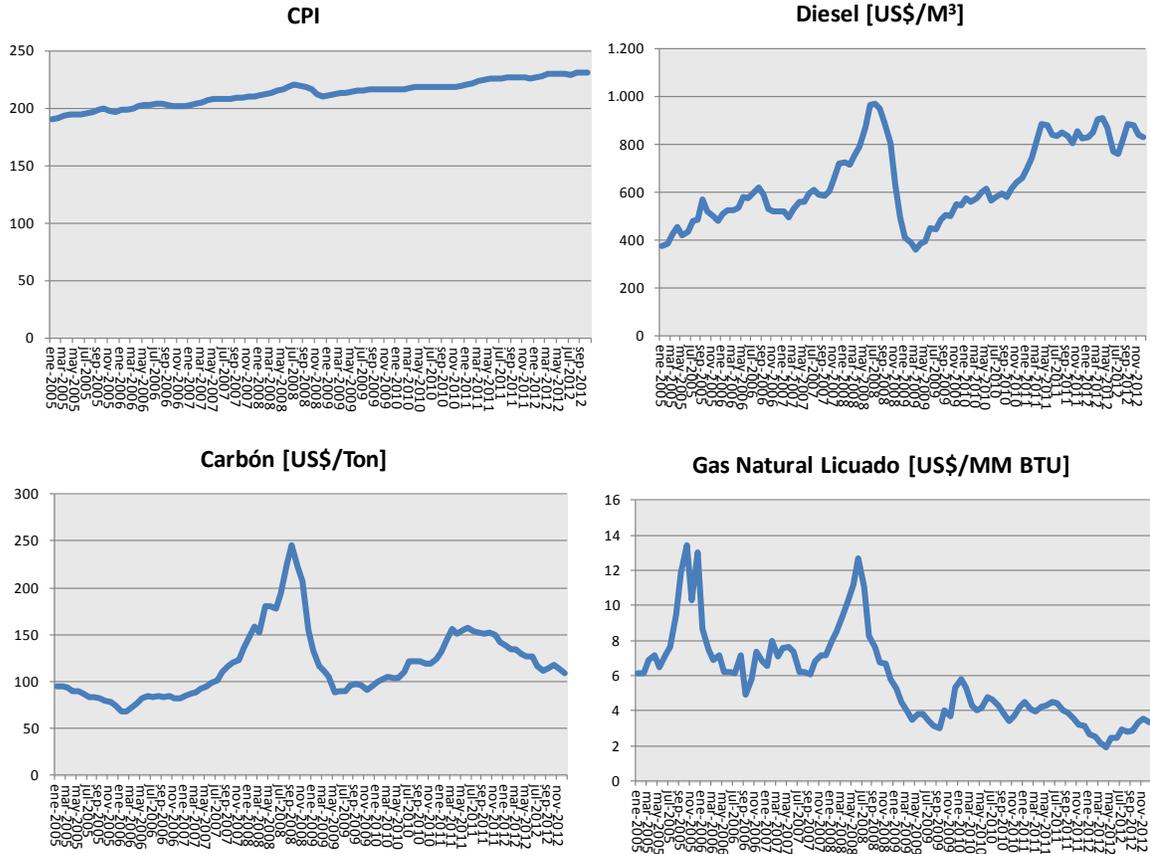


Fuente: Informe Valorización de Transferencias CDEC-SING, Systep. AES Gener incluye transferencias de Central Termoeléctrica Angamos. E-CL incluye transferencias de las Centrales Termoeléctricas Andina y Hornito, así como las transferencias de Electroandina.

## ANEXOS

## Índice Precios de Contrato

Figura I-I: Índice Precios de Contrato



Fuente:

CPI ([www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12\\_Utiles/licitacion/archivos\\_bajar/Normativas/Publicacion\\_Indices\\_Feb-12.xls](http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12_Utiles/licitacion/archivos_bajar/Normativas/Publicacion_Indices_Feb-12.xls))

Petróleo diésel grado B ([http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12\\_Utiles/licitacion/archivos\\_bajar/Normativas/indices\\_web\\_cne.zip](http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12_Utiles/licitacion/archivos_bajar/Normativas/indices_web_cne.zip))

Carbón térmico Eq. 7.000 KCAL/KG ([http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12\\_Utiles/licitacion/archivos\\_bajar/Normativas/indices\\_web\\_cne.zip](http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12_Utiles/licitacion/archivos_bajar/Normativas/indices_web_cne.zip))

Henry Hub Spot ([http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12\\_Utiles/licitacion/archivos\\_bajar/Normativas/indices\\_web\\_cne.zip](http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12_Utiles/licitacion/archivos_bajar/Normativas/indices_web_cne.zip))

Figura II-I: Precios de Licitación indexados a diciembre de 2012

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro	Año de Término Suministro	Proceso
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Dic-12 Barra Suministro	Indexado Dic-12 Barra Quillota			
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	80,8	80,2	2010	2020	2006-1
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	80,4	79,7	2010	2022	2006-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	80,7	80,7	2010	2024	2006-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	90,3	90,3	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	90,8	90,8	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	91,4	91,4	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	92,4	92,4	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	93,0	93,0	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	93,5	93,5	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	93,8	93,8	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	94,1	94,1	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	99,9	99,9	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	100,1	100,1	2010	2023	2008-1
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	98,7	98,7	2010	2024	2006-1
AES Gener	EMEL	Polpaico 220	770	52,5	87,8	87,8	2010	2024	2006-1
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	73,3	71,8	2011	2023	2006-2
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	110,7	103,4	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	83,3	82,2	2010	2021	2006-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	132,0	123,3	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	132,0	123,3	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	132,0	123,3	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	132,0	123,3	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	132,0	123,3	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	132,0	123,3	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	132,0	123,3	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	132,0	123,3	2010	2023	2008-1
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	79,5	81,7	2010	2019	2006-1
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	81,0	83,3	2010	2019	2006-1
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	65,2	63,9	2011	2021	2006-2
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	64,8	63,5	2011	2023	2006-2
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	64,5	63,2	2011	2025	2006-2
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	104,1	97,2	2010	2010	2008-1
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	104,1	97,2	2010	2010	2008-1
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	106,2	99,1	2010	2010	2008-1
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	109,4	102,2	2010	2010	2008-1
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	113,7	106,2	2010	2010	2008-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	58,3	57,6	2010	2021	2006-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	65,7	64,9	2010	2013	2006-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	108,4	101,2	2010	2024	2006-1
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	57,8	57,3	2010	2020	2006-1
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	58,1	57,6	2010	2022	2006-1
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	57,9	57,9	2010	2024	2006-1
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	56,9	56,9	2010	2024	2006-1
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	108,7	108,7	2010	2023	2006-1
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	63,1	63,1	2010	2019	2006-1
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	53,4	54,9	2010	2019	2006-1
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	54,0	52,9	2011	2021	2006-2
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	54,0	52,9	2011	2025	2006-2
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	104,1	97,2	2010	2010	2008-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	105,2	98,2	2010	2010	2008-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	105,7	98,7	2010	2010	2008-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	107,8	100,7	2010	2010	2008-1
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	111,5	104,2	2010	2010	2008-1
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	75,5	74,9	2010	2020	2006-1
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	117,4	109,6	2010	2023	2008-1
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	98,6	92,1	2010	2010	2008-1
Endesa	Saesa	Alto Jahuel 220	308	129,45	128,9	124,9	2012	2012	2012-1

Fuente: System

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio		Fórmula de Indexación						
			US\$/MWh	CPI	Coal	LNG	Diesel	CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,37	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Endesa	170	57,91	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Colbun	700	55,50	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Endesa	1.500	47,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Saesa	Colbun	1.500	53,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Colbun	582	54,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
EMEL	Endesa	877	55,56	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
EMEL	AES Gener	360	58,95	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
EMEL	AES Gener	770	52,49	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
Chilectra	Endesa	1.700	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Endesa	1.500	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Colbun	500	58,60	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	58,26	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	57,95	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	AES Gener	1.800	65,80	206,69	97,75	7,31	573,36	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	86,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,60	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,20	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	408	96,02	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	442	96,12	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Campanario	900	104,19	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	100	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	2.000	102,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	Endesa	660	102,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	100	110,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	175	92,80	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	98,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	99,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	100	99,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	99,92	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	200	101,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	102,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EPSA	75	105,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	106,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-

Fuente: Systep

## Análisis por tecnología de generación SIC

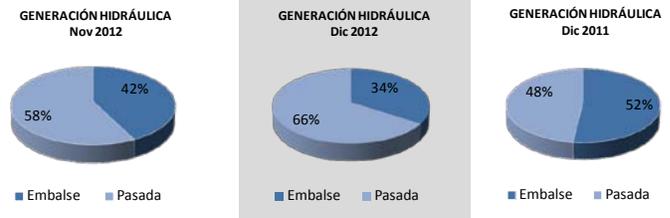
### Generación Hidráulica

La generación en el SIC en el mes de diciembre, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un -29.7% respecto al mismo mes del año anterior, de un -1.9% en comparación al mes de noviembre, y de un -2.4% en relación a los últimos 12 meses.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de diciembre tuvo un día más que el mes de noviembre.

Figura III-I: Análisis Hidro-Generación, mensual (GWh)

	Nov 2012	Dic 2012	Dic 2011
Embalse	670	529	1.141
Pasada	907	1.017	1.057
<b>Total</b>	<b>1.577</b>	<b>1.546</b>	<b>2.199</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura III-II: Análisis Hidro-Generación, trimestral (GWh)

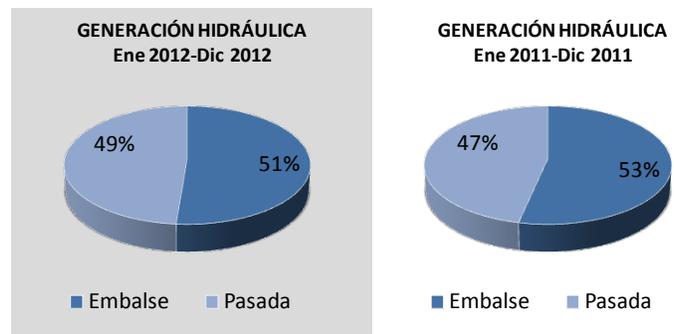
	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4
Embalse	3.344	2.095	3.926
Pasada	2.296	2.697	3.019
<b>Total</b>	<b>5.640</b>	<b>4.793</b>	<b>6.945</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura III-III: Análisis Hidro-Generación, últimos 12 meses (GWh)

	Ene 2012-Dic 2012	Ene 2011-Dic 2011
Embalse	10.308	11.004
Pasada	9.794	9.603
<b>Total</b>	<b>20.102</b>	<b>20.607</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

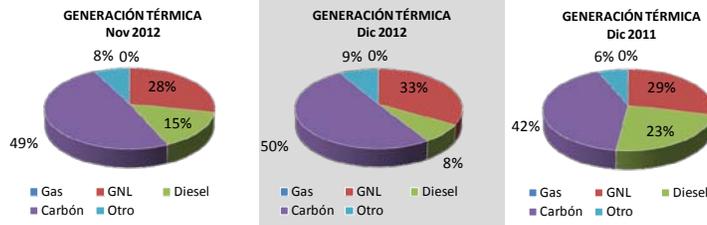
ANEXO III

Figura III-IV: Análisis Termo-Generación, mensual (GWh)

	Nov 2012	Dic 2012	Dic 2011
Gas	1	1	0
GNL	690	861	553
Diesel	367	202	449
Carbón	1.196	1.309	801
Otro	184	221	123
<b>Total</b>	<b>2.437</b>	<b>2.594</b>	<b>1.927</b>

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía durante el mes de diciembre, muestra una variación de un 34.6% respecto al mismo mes del año anterior, de un 6.4% en comparación al mes de noviembre, y de un 12.7% en relación a los últimos 12 meses.



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura III-V: Análisis Termo-Generación, trimestral (GWh)

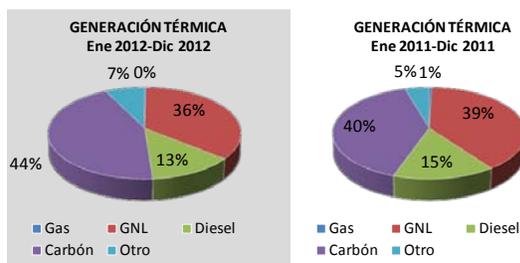
	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4
Gas	3	7	14
GNL	2.184	2.385	1.410
Diesel	484	819	761
Carbón	3.159	3.638	2.336
Otro	571	608	356
<b>Total</b>	<b>6.400</b>	<b>7.457</b>	<b>4.877</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura III-VI Análisis Termo-Generación, últimos 12 meses (GWh)

	Ene 2012-Dic 2012	Ene 2011-Dic 2011
Gas	72	124
GNL	10.100	9.935
Diesel	3.669	3.896
Carbón	12.426	10.086
Otro	2.105	1.142
<b>Total</b>	<b>28.371</b>	<b>25.183</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systep

## Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750,0	3.200,0	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoelectrónica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354,0	4.400,0	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoelectrónica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050,0	1.700,0	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750,0	1.300,0	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640,0	733,0	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579,0	390,0	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542,0	700,0	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500,0	1.000,0	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Talinay II	Parque Talinay Sur S.A	500,0	1.200,0	21-11-2012	En Calificación	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490,0	781,0	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316,0	500,0	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico Tolpán	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	306,0	250,0	21-11-2012	En Calificación	Eólico	Base	IX
Central Termoelectrónica Campiche	AES GENER S.A	270,0	500,0	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoelectrónica Quintero	ENDESA	240,0	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Parque Eólico Sarco	AM Eolica Sarco SpA	240,0	500,0	01-10-2012	En Calificación	Eólico	Base	III
Ampliación Parque Eólico San Pedro	ALBA S.A.	216,0	432,0	11-07-2012	En Calificación	Eólico	Base	X
Central de Pasada Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	210,0	400,0	07-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Cabo Leones II	Ibereoica Cabo Leones II S.A.	204,0	362,9	12-04-2012	Aprobado	Eólico	Base	III
Parque Eólico san Juan de Chañaral de Aceituno	Focus Energy S.A	186,0	300,0	21-03-2012	En Calificación	Eólico	Base	III
Parque Eólico Cabo Leones	Ibereoica Cabo Leones I S.A.	170,0	356,0	28-09-2011	Aprobado	Eólico	Base	III
Parque Solar Diego de Almagro	Andes Mainstream SpA	162,0	420,0	22-05-2012	Aprobado	Solar	Base	III
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa .	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158,0	347,6	20-05-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152,0	235,0	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150,0	180,0	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144,0	202,0	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141,0	62,0	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidreléctrica Centinela Ltda.	135,0	285,0	24-03-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132,0	65,0	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoelectrónica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130,0	175,0	28-08-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Parque Eólico Ancud	Callis Energía Chile Ltda,	120,0	250,0	30-11-2011	Aprobado	Eólico	Base	X
Parque Eólico Pichihué	Andes Mainstream SpA	117,5	240,0	05-11-2012	En Calificación	Eólico	Base	X
Parque Eólico Chilé	EcoPower SAC	112,0	235,0	04-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Parque Eólico Punta Sierra	PACIFIC HYDRO CHILE S.A.	108,0	250,0	15-06-2012	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108,0	224,0	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
PARQUE EÓLICO ALENA	Andes Mainstream SpA	107,5	240,0	09-01-2013	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106,0	230,0	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Parque Eólico Renaico	Endesa Eco	106,0	240,0	13-05-2011	Aprobado	Eólico	Base	IX
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104,0	230,0	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	103,5	230,0	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101,2	288,0	08-09-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100,0	45,0	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100,0	120,0	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100,0	45,0	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100,0	235,0	10-06-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96,0	36,0	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	III
Parque Fotovoltaico Llano de Llampos	Inversiones y servicios Sunedison Chile limitada	93,7	241,0	16-11-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Planta Fotovoltaica Diego de Almagro Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitada	90,0	187,0	17-07-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90,0	41,0	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90,0	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
Planta Fotovoltaica Carrera Pinto Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitada	90,0	161,0	17-12-2012	En Calificación	Solar	Base	III
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76,0	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74,0	150,0	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Llanquihue	Ener-Renova	74,0	165,0	30-11-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
DIA Parque Eolico El Pacifico	Eolic Partners Chile S.A.	72,0	144,0	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72,0	32,0	17-04-2008	Aprobado	Petróleo IFO 180	Base	III
Central Geotérmica Curacautín	GGE CHILE SpA	70,0	330,0	08-03-2012	En Calificación	Geotérmica	Base	VIII
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69,0	82,0	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69,0	168,0	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallendar	66,5	72,0	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	III
Modificación Proyecto Parque Eólico Punta Palmeras	Punta Palmeras S.A.	66,0	150,0	24-07-2012	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66,0	123,0	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229,0	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	VII
Parque Eólico Kúref	Te-Eólica S.A.	61,2	150,0	07-07-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60,0	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 6	Base	III
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60,0	27,0	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	58,2	75,0	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Llay-Llay	Servicios Eólicos S.A	56,0	108,0	24-02-2011	Aprobado	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	52,9	75,0	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Parque PV Diego de Almagro	EMELDA S.A.	52,0	130,0	19-12-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Parque Eólico Piñilín	ACCIONA ENERGIA CHILE S.A.	51,0	90,0	28-12-2012	En Calificación	Eólico	Base	XIV
Central Termoeléctrica Pirquenes	SW Business S.A.	50,0	82,0	22-01-2010	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Planta de Cogeneración	Papeles Cordillera S.A.	50,0	47,5	31-12-2012	En Calificación	Gas Natural	Base	RM

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
PARQUE EOLICO LA CEBADA	PARQUE EOLICO LA CEBADA LIMITADA	48,3	0,0	04-04-2011	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48,0	108,0	17-06-2010	Aprobado	Eólico	Base	IX
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46,0	140,0	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41,0	105,0	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto PV Salvador	SOLVENTUS CHILE Spa	40,0	160,0	11-04-2012	Aprobado	Solar	Base	III
PARQUE EOLICO CUEL KUEIeolico	Andes Mainstream Spa	36,8	75,0	21-07-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36,0	70,0	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36,0	50,0	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chiloé S.A.	36,0	100,0	27-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36,0	42,0	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15,0	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50,0	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de respaldo Rodelillo	TERRA GAS SPA	32,0	15,0	04-12-2012	En Calificación	Gas Natural	Base	V
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	31,0	73,0	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Central Hidroeléctrica La Mina	Colbún S.A.	30,0	74,0	13-04-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Planta fotovoltaica Denersol III, 30 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama.	Denersol III SPA	30,0	128,0	14-02-2012	Aprobado	Solar	Base	III
Central Andes Generación	Andes Generación S.p.A.	30,0	30,0	27-08-2012	En Calificación	Diesel	Base	III
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25,0	10,0	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24,0	47,0	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad: Minicentrales El Salto y El Mocho	Hidroenersur S.A.	23,9	48,0	25-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	37,8	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43,0	11-11-2009	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Aprovechamiento Energético de Paja de Cereales en Unidad N°2 Central de Energía Renovable	COMASA S.A.	22,0	45,0	23-10-2012	En Calificación	Biomasa	Base	IX
Aumento de Potencia Central Hidroeléctrica El Paso 60 MW	Hidroeléctrica El Paso Ltda.	21,8	135,0	05-12-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35,0	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Planta Fotovoltaica Canto del Agua 21 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama	Canto del Agua Spa	21,0	90,0	03-02-2012	Aprobado	Solar	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua	Electro Austral Generación Limitada	20,0	50,0	25-03-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31,0	24-06-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Parque eolico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20,0	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31,0	08-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA EN NORSKE SKOG BIO BIO	Papeles Norske Skog Bio Bio Limitada	20,0	60,0	30-11-2010	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Ampliacion Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20,0	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20,0	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	19,9	50,0	09-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoiquén	Hidroangol S.A.	19,2	45,0	02-06-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	IX

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19,2	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Carilafquén-Malacahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28,0	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Rio Blanco, Hornopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18,0	25,0	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Baquedano	Inversiones Baquedano Limitada	17,8	56,3	09-05-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto central hidroeléctrica de pasada Perquillauquén	Empresa Electrica Perquillauquen SpA	17,0	48,0	21-01-2013	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Central Electrica Cenizas	Electrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Ucuquer	Energías Ucuquer S.A.	16,2	36,0	23-11-2011	Aprobado	Eólico	Base	VI
Central El Canelo San José .	ENERGIA COYANCO S.A.	16,0	50,0	29-06-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacifico S.A.	15,0	27,0	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central ERNC Santa Marta	Empresa Consorcio Santa Marta S.A.	14,0	36,0	10-06-2011	Aprobado	Biogas	Base	RM
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14,0	40,2	02-09-2009	Aprobado	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacifico	CMPC Celulosa SA	14,0	12,0	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
Proyecto GENPAC Fotovoltaico	Sociedad Generadora del Pacifico S.A.	14,0	38,9	16-11-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Ampliación y Modificación Parque Eólico El Arrayán	Parque Eólico El Arrayán Spa	13,8	278,0	07-12-2011	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil N° 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso	Hydroaustral S.A.	13,0	20,0	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Providencia	Inversiones Herbort Ltda.	12,7	30,0	14-12-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Conjunto Hidroeléctrico Bonito	HIDROBONITO S.A.	12,0	30,0	13-04-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada El Pinar	Aaktei Energía SpA	11,5	23,4	21-09-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica de Pasada El Rincón	Ingeniería y Construcción Madrid Limitada	11,0	24,0	10-12-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10,4	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	0,0	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DAS	DIEGO DE ALMAGRO SOLAR S.A.	9,7	24,8	18-01-2013	En Calificación	Solar	Base	III
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17,0	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pelohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
Parque Eólico Raki	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	24,0	18-10-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15,0	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Central Hidroeléctrica Panguí	RP El Torrente Eléctrica S.A	9,0	20,8	26-07-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica Añihuerraquí	GTD Negocios S.A.	9,0	22,0	29-11-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Rio Negro	Hydroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Embalse Bullileo .	Antartic Generación S.A.	8,0	11,5	31-08-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Minicentral Hidroeléctrica Piruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Generación Eléctrica Minera Florida EXP N° 171/2011	Minera Florida Ltda.	7,5	5,2	25-11-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	RM
Planta Fotovoltaica, 7,5 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama	DENERSOL CHILE II SPA	7,5	32,0	09-02-2012	Aprobado	Solar	Base	III

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Generación Eléctrica de Respaldo para Terminal GNL Quintero	GNL Quintero S.A.	7,2	7,0	07-12-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	V
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central de Cogeneración Coelemu	Energía León S.A.	7,0	15,0	03-04-2012	Aprobado	Cogeneración	Base	VIII
Central de Cogeneración de Electricidad y Calor	Envases del Maule S.A.	7,0	20,0	28-12-2012	En Calificación	Biomasa	Base	VII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte N° 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central de Pasada Huenteleufu Mini Central Huenteleufu	Trans Antartic Energía S.A.	6,7	16,0	20-07-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
Hidroeléctrica de Pasada Colilil	Maderas Tantauco S.A.	6,2	12,5	09-09-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	X
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPIL CH-Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Unidades de Generación Eléctrica de Respaldo, División Andina	Codelco División Andina	6,0	3,2	11-11-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	V
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6,2	6,0	01-10-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6,0	15,3	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Colbún S.A.	6,0	12,0	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SIC	VII
Minicentral Hidroeléctrica Las Nieves	Andes Power SpA	6,0	19,0	04-10-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Central de Pasada Tacura	Mario García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Mini Central Hidroeléctrica El Canelo	José Pedro Fuentes De la Sotta	5,5	16,5	21-01-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hydroaustral S.A.	5,5	15,0	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Paso La Flor	Empresa Eléctrica La Flor S.A.	5,4	5,4	07-10-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hydroaustral S.A.	5,3	12,0	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Hierros II, Obras de Generación y Transmisión	Besalco Construcciones S.A	5,1	16,0	12-03-2012	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DONGO	HIDROELECTRICA DONGO LIMITADA	5,0	9,0	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southphacific	SouthPacific Korp S.A.	5,0	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELECTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8,0	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Grupos de Generación Eléctrica - TEHMCO S.A.	TEHMCO S.A.	4,5	0,0	01-06-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	RM
Central Hidroeléctrica Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	4,3	9,0	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Río Isla	Eléctrica Río Isla S.A.	4,2	10,0	10-05-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3,0	21-08-2007	Aprobado	Diesel N° 2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4,0	10-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Las Mercedes	Casablanca Generación S.A.	3,5	13,5	21-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao	Hydroenersur S.A.	3,2	7,5	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central hidroeléctrica Túnel Melado Obras de Generación y de Transmisión	Besalco Construcciones S.A	3,0	11,3	04-08-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
AMPLIACIÓN CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE PASADA LA ARENA	Empresa Eléctrica La Arena SpA	3,0	3,0	03-08-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Sistema de Generación de Energía Eléctrica	Sopraval S.A.	1,8	1,5	27-03-2012	Aprobado	Diesel	Base	V

## System Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

*Director*

[hrudnick@systep.cl](mailto:hrudnick@systep.cl)

Sebastian Mocarquer Grout

*Director*

[smocarquer@systep.cl](mailto:smocarquer@systep.cl)

Pedro Miquel Durán

*Director*

[pmiquel@systep.cl](mailto:pmiquel@systep.cl)

Rodrigo Jiménez

*Gerente General*

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

Pablo Jiménez Pinto

*Ingeniero de Estudios*

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

Pablo Lecaros Vargas

*Ingeniero de Estudios*

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

©Systep Ingeniería y Diseños desarrolla este reporte mensual del sector eléctrico de Chile en base a información de carácter público.

El presente documento es para fines informativos únicamente, por los que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, desligándose Systep Ingeniería y Diseños 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 Ingeniería y Diseños, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, estimaciones y proyecciones de resultados, reflejan distintos supuestos definidos por Systep Ingeniería y Diseños, los que pueden o no estar sujetos a discusión.

Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a Systep Ingeniería y Diseños.

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

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

Contacto:

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

