



Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Febrero 2012

Contenido

Editorial	2
SIC	5
Análisis General	6
Análisis Precio de Licitación	9
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	10
Estado de los Embalses	11
Análisis Precios de los Combustibles	12
Análisis Precios Spot	13
Análisis Precio Medio de Mercado	14
RM 88	14
Análisis Parque Generador	15
Resumen Empresas	17
SING	28
Análisis General	29
Análisis Precio de Licitación	32
Análisis Precios de los Combustibles	32
Análisis Precios Spot	33
Análisis Precio Medio de Mercado	34
Análisis Parque Generador	34
Resumen Empresas	35
ANEXOS	36
Índice Precio de Combustibles	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

Tarifas eléctricas caen en 6% en promedio en el país por cambios en los contratos de abastecimiento eléctrico.

(Pulso, 17/2/12)

Transec pone en servicio nuevo Autotransformador en Subestación Maitencillo. (Transec, 14/2/12)

Embalses reducen sus reservas en un 12,8% durante enero. (Ministerio de Obras Públicas-DGA, 14/2/12)

GDF Suez retrasa entrega de línea de transmisión desde Mejillones. (Diario Financiero, 14/2/12)

AES Gener inicia tramitación ambiental para proyecto de energía solar por US\$572 millones. (La Tercera, 10/2/12)

Laguna del Maule y Lago Laja llegan a nivel crítico y agua se "disputa" entre riego y energía. (El Mercurio, 6/2/12)

Justicia da luz verde a construcción de proyecto termoeléctrico Puerto Castilla. (Emol, 2/2/12)

Resultados de Endesa bajan 16% por mayores costos. (El Mercurio, 1/2/12)

GNL Chile define en junio licitación para expandir terminal en Quintero. (La Tercera, 30/1/12)

Estrechez de transmisión en el norte del SIC obliga al CDEC a iniciar nuevos estudios. (Diario Financiero, 23/1/12)

Chilectra y Transec reciben multa de US\$1,7 millones por apagones de julio y noviembre. (El Mercurio, 18/1/12)

DGA lanza cobros de patentes de agua por US\$63 millones. (Diario Financiero, 17/1/12)

GasAtacama adjudicará construcción de terminal de GNL en dos meses. (La Tercera, 16/1/12)

HidroAysén retrasa presentación de Estudio de Impacto Ambiental para línea de transmisión. (Valor Futuro, 13/1/12)

Se abre mercado de derechos de ERNC. (Diario Financiero, 12/1/12)

Al Senado proyecto que regula el Net Metering (Cámara de Diputados, 11/1/12)

Término de contratos gatilla alza en generación renovable no convencional. (La Tercera, 9/1/12)

Editorial

Restricciones de agua en Chile y el panorama energético para el futuro

Chile experimenta a la fecha un período de serias restricciones en el abastecimiento de agua, que abarca gran parte de la zona norte y centro de nuestro país, afectando fuertemente a variados sectores productivos (energía, agricultura, minería, etc.) y el suministro de agua potable de las ciudades.

Este problema se manifiesta en forma distinta entre la zona norte y la zona centro-sur del país. En el caso de la zona centro-sur, las restricciones tienen el carácter de una sequía que se origina en un déficit en el nivel de precipitaciones y en las reservas de nieve en la cordillera, ligado al fenómeno periódico de la Niña, que en esta oportunidad se arrastra desde el 2011. Las restricciones de agua en el norte del país (II y III regiones) se originan en el agotamiento sistemático de pozos y napas subterráneas, derivado de la explotación creciente del recurso hídrico por la agricultura y la minería, originando una pugna por acuíferos y transformándolo en un problema permanente que no depende de condiciones meteorológicas.

En ambos casos, el sector eléctrico chileno se ve afectado, enfrentado problemáticas que deben ser resueltas e identificando desafíos y oportunidades que pueden aprovecharse.

La sequía en la zona centro – sur y el mercado eléctrico

La sequía que está afectando a gran parte de la zona centro-sur del país, producto del fenómeno de La Niña, es un problema que se viene acarreado desde el 2011, y que en el 2012 podría mejorar, aunque no necesariamente terminar.

Para enfrentar la escasez hídrica, el gobierno promulgó en febrero de 2011 un decreto de racionamiento eléctrico, el cual dio atribuciones especiales al CDEC-SIC para relajar ciertas restricciones en sus operaciones. De acuerdo a lo señalado por el Ministro de Energía en su anuncio del 17 de febrero de 2012, "ese decreto nos ha permitido tener mayor reservas de agua en los embalses, tener un uso distinto del despacho eléctrico, también tener un menor voltaje y enfrentar mejor esta situación". Si bien en el 2011 se experimentaron altos costos de la energía (el promedio de costo marginal en la barra Alto Jahuel 220 kV fue de 199,4 US\$/MWh), no fue necesario aplicar desconexiones programadas de carga a gran escala y no se manifestó un desabastecimiento energético. Este decreto tiene vigencia hasta abril de 2012, fecha en la cual será revisado si se prolonga su duración.

Por su parte, para el 2012, de acuerdo con el boletín climático del período Noviembre-Diciembre 2011 del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, "el actual evento La Niña se debilitará durante los próximos meses hasta alcanzar una condición neutra a mediados del 2012. Esta evolución proyectada no necesariamente significa que el régimen pluviométrico será normal durante el próximo invierno, por lo cual la situación es preocupante dado la actual situación de restricción en la disponibilidad del recurso hídrico". Esto, junto al estado de "emergencia hídrica" declarada por el gobierno para la zona centro-sur del país, que limita el uso de los embalses en pro del riego agrícola, se prevé que la generación hidráulica del sistema volverá a experimentar restricciones en su operación.

En relación a los nuevos proyectos de generación para el 2012, se espera la entrada en operación de aproximadamente 1000 MW, entre las que se encuentran las centrales Santa María (carbón, 343 MW) y Bocamina 2 (carbón, 342 MW), las cuales originalmente estaban previstas para entrar en servicio en 2011. Si se concreta la entrada de estas centrales, el sistema alcanzará un mejor nivel de seguridad en el suministro de energía, en cuanto esta generación no se vería afectada por las

restricciones hídricas.

En la Figura 1 se presenta la generación y el costo marginal proyectados por el CDEC-SIC para el 2012, para una hidrología seca. De acuerdo a las restricciones a la generación hidráulica y el importante aumento en la oferta de generación en base a carbón, la operación real del 2012 será similar a la presentada en la figura.

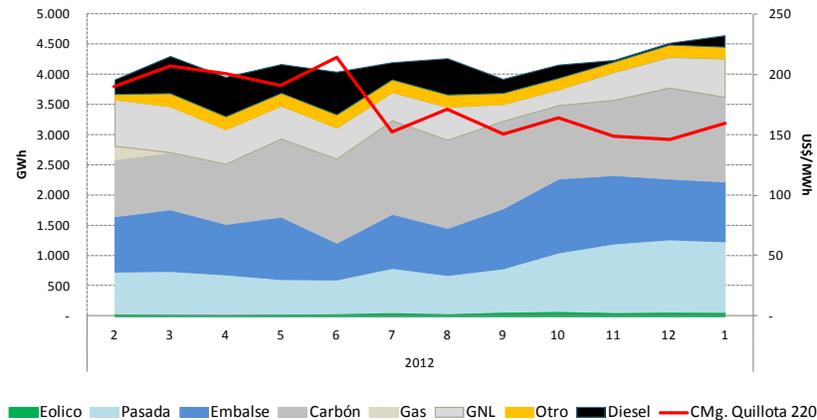


Figura 1: Generación y costo marginal proyectado para el SIC en 2012, hidrología seca (Fuente: CDEC-SIC)

Adicional al panorama hídrico, a partir del 2012 el precio de los contratos vigentes de la tercera licitación comienza a indexarse al CPI y al precio de combustibles, en lugar de indexarse según el índice de costo de suministro de corto plazo (promedio trimensual del costo marginal horario ponderado por la generación bruta horaria del sistema). Estos indicadores no sufren variaciones debido a la hidrología como los costos marginales, lo que significa que las tarifas eléctricas mostrarán un descenso con respecto al año anterior, tal y como ya lo anunció el Ministro de Energía el viernes 17 de febrero.

Con todo esto, la operación del sistema para el 2012, se ve dominada por centrales térmicas, y con una operación restringida de las centrales hidráulicas. En cuanto a los precios, la entrada en servicio de los proyectos carboneros y las bajas en las tarifas de distribución provocarán que la energía tenga un valor menor al del año anterior.

Con respecto a los riesgos de racionamiento, de acuerdo a una noticia publicada en el diario La Tercera el 18 de febrero, el gobierno está "relativamente tranquilo respecto del escenario energético en el primer mes activo del año". Las razones de esta tranquilidad, se sustentan en un informe desarrollado por el CDEC-SIC, donde se señala que en la simulación de la operación del sistema en las condiciones de demanda e hidrología más probables para el 2012 y considerando el decreto de racionamiento vigente hasta abril, no habría déficit de energía. De esta manera, se prevé que para este año, las probabilidades de restricciones en el suministro energético son bajas.

Las restricciones de agua en el norte y oportunidad para nuevos negocios

Los procesos de extracción y concentración de mineral son altamente demandantes en agua y energía, por lo que el explosivo desarrollo de proyectos mineros en la II y III región, originado en los altos precios de metales como el cobre, ha establecido un aumento importante en la demanda no sólo de energía eléctrica, sino también de recursos hídricos. En algunas localidades este requerimiento ha llegado a ser mayor que la disponibilidad de agua. Esto ha generado una pugna entre la minería y la agricultura por el preciado recurso, que en el futuro podría terminar con la explotación agrícola en las regiones afectadas. Las empresas mineras están considerando en el largo plazo la incorporación de sistemas de desalinización de agua del mar, con esquemas de bombeo que permitan llevarla a las zonas cordilleranas donde se encuentran los yacimientos.

El Gobierno por su parte está abordando este problema, y en el corto plazo ha establecido la recarga de embalses, tranques y la profundización de pozos, mientras que para el mediano-largo plazo evalúa

alternativas de desarrollo, como la propuesta reciente de construcción de una carretera hídrica que interconecte el país entre la región de Arica y la región del Maule, y/o la instalación masiva de plantas de desalinización, con los mismos requerimientos que se plantean en la minería privada.

Así, el mercado conformado por el transporte, distribución y elevación de agua cobrará cada vez mayor importancia para el país, generando nuevas oportunidades de negocios. Particularmente para el sector eléctrico, el crecimiento en este mercado del agua no sólo implicará un aumento en la demanda eléctrica asociada a los procesos de bombeo de agua, desalinización y otros, sino que también diversificará los clientes que requieren suministro energético en volúmenes importantes.

Las restricciones de agua en el largo plazo: el cambio climático

El cambio climático global, preocupación creciente a nivel mundial, también afectará a Chile y al recurso de agua. Sin embargo, se anticipa que este cambio climático afectará en formas diversas a las regiones de país, dependiendo de las características ambientales, sociales, tecnológicas y económicas de cada zona geográfica y climática.

De acuerdo al estudio "El cambio climático en el sector silvoagropecuario de Chile" ordenado por el Ministerio de Agricultura en 2010, y el estudio "Variabilidad climática en Chile para el siglo XXI" ordenado por la Comisión Nacional de Medioambiente (CONAMA) en 2006, se estima que en los próximos treinta años, la temperatura de superficie podría aumentar entre 2° y 4°C, siendo más acentuado hacia las regiones andinas y disminuyendo de norte a sur. La mayor intensificación del aumento de temperatura se daría entre las regiones de Coquimbo y O'Higgins, mientras que en la zona austral del país habría un aumento menor que en el resto del país, cercano a 1°C. Por su parte, el nivel de precipitaciones experimentaría una disminución en latitudes medias, entre las regiones de Coquimbo y Valdivia, y un aumento en el sector altiplánico y la zona austral del país.

Los cambios en la temperatura y la pluviometría en las latitudes medias, darían origen a una reducción del área andina capaz de almacenar nieve entre las estaciones del año, incrementando las crecidas invernales de los ríos y disminuyendo la reserva nival para el período de deshielos, alterando así el suministro de agua en las zonas centro y centro-sur del país, áreas de mayor productividad desde el punto de vista silvo-agro-pecuario y donde se ubica la generación hidroeléctrica más importante del SIC en la actualidad.

Por su parte, en la zona austral del país, si bien, aumentarían las temperaturas y las precipitaciones, no se estiman cambios importantes al patrón hidrológico, manteniendo el desacople que ya hoy existe de sus hidrologías con la zona centro-sur del país, y por ende realzando el aporte más seguro de la futura generación hidroeléctrica de Aysén.

SIC Sistema Interconectado Central

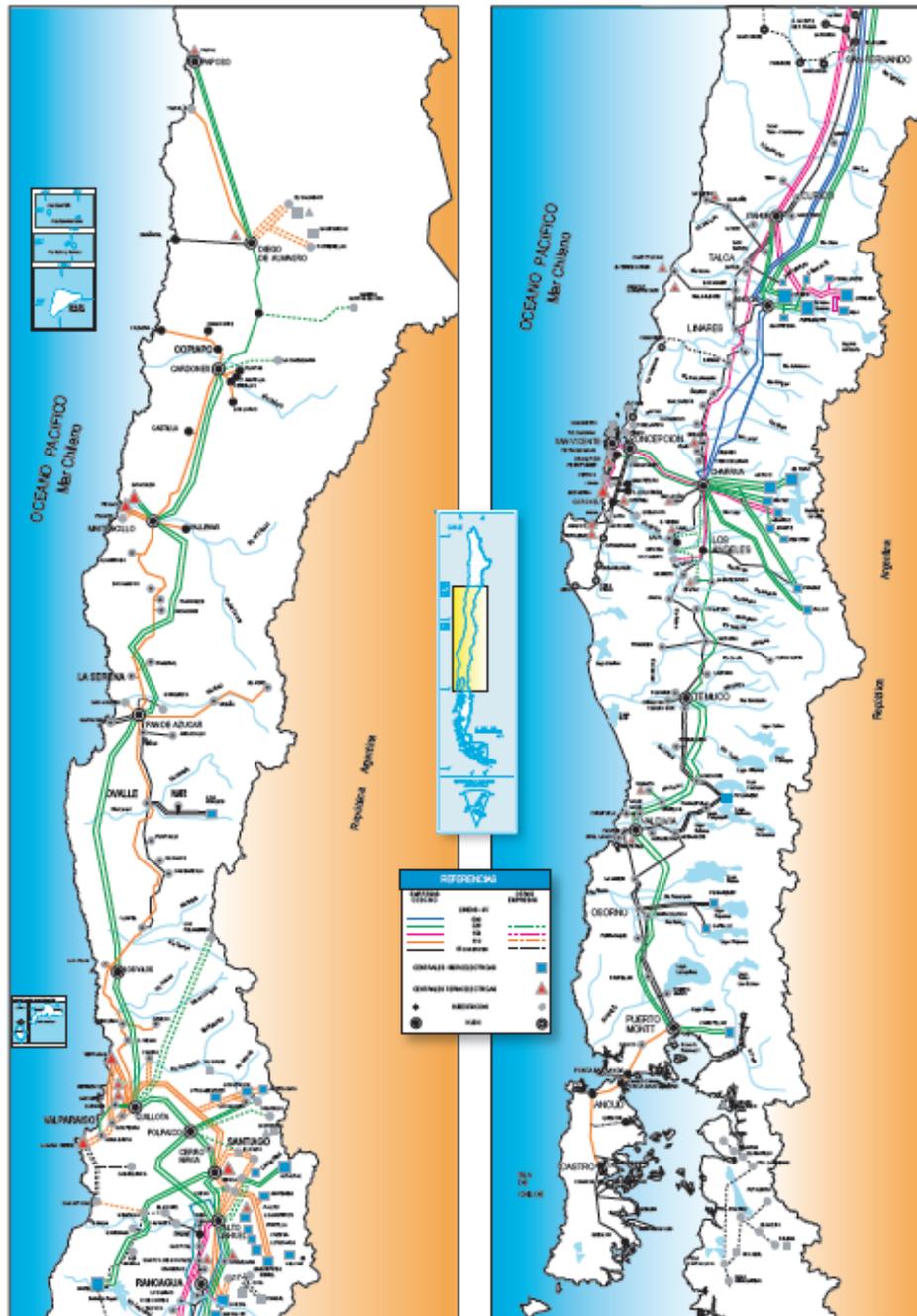
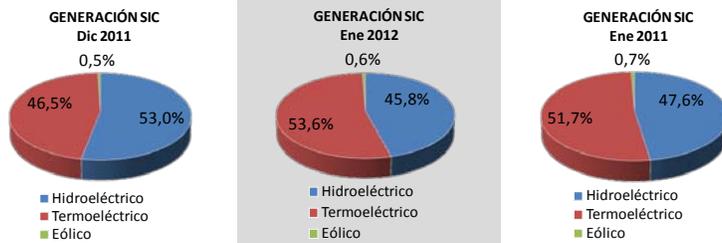


Figura 2: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de enero de 2012 la generación de energía en el SIC aumentó en un 1,0% respecto a diciembre, con un alza de 7,0% respecto a enero de 2011.

Por segundo mes consecutivo, la generación hidroeléctrica presentó una baja de -12,7% respecto de diciembre, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 16,5%. Con lo anterior, el 45,8% de la energía consumida en el SIC durante el mes de enero de 2012 fue abastecida por centrales hidroeléctricas, confirmándose la predominancia térmica que caracterizó la mayor parte del año 2011. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol minoritario en la matriz, con un total de energía generada de 25,31 GWh, correspondiente al 0,6% del total (4.188 GWh).

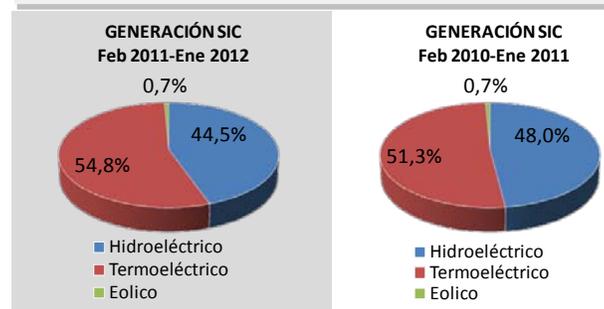
Según fuente de producción, se observa que el aporte de las centrales de embalse al sistema disminuyó en un -20,0% respecto a diciembre, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó una baja de -4,9% en relación al mismo mes.

Por otra parte, la generación a gas natural experimentó una disminución de un -17,5% aunque con una muy pequeña participación en la generación del mes (0,009%), mientras que la generación diesel presenta una disminución en su producción de -44,4%. La generación a carbón, por su parte, se ve aumentada en un 5,8%, mientras que la generación a GNL presentó un alza de 84,2% respecto al mes anterior. Esto último se explica principalmente por la mayor generación con GNL de las centrales Nueva Renca, Nehuenco y Nehuenco II.

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 enero de 2012 un 24,3% de la matriz de energías del SIC, frente al 6,0% que representa el diesel y el 20,2% del carbón.

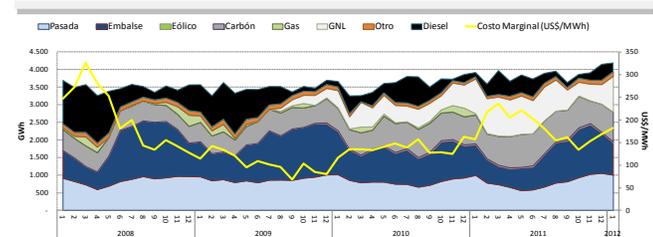
Los costos marginales del SIC durante el mes de enero llegaron a un valor promedio de 182 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 157 US\$/MWh de enero de 2011 representa un alza de 16,2%, mientras que si se compara con el mes pasado se observa un aumento de 8,3% en los costos del sistema. Esto último se explica por la caída en la generación hidroeléctrica que fue reemplazada por generación térmica (principalmente GNL y carbón) en el último mes.

Figura 3: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



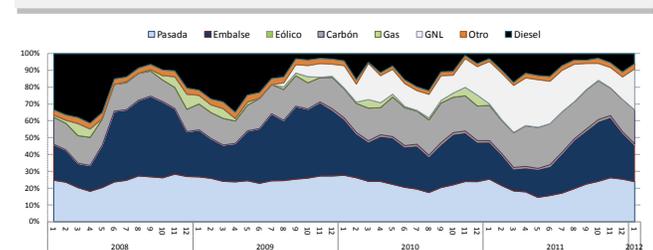
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 4: Generación histórica SIC



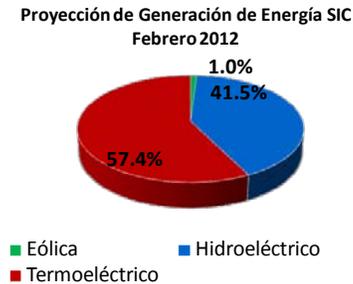
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 5: Generación histórica SIC (%)



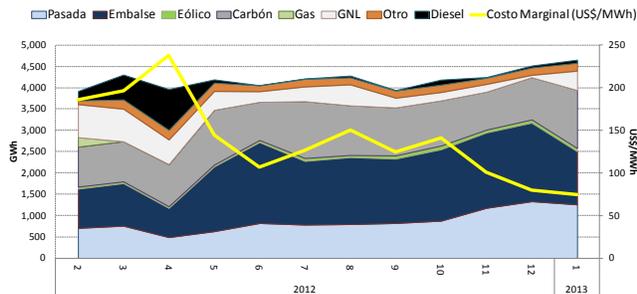
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 6: Proyección de Generación de Energía febrero de 2012



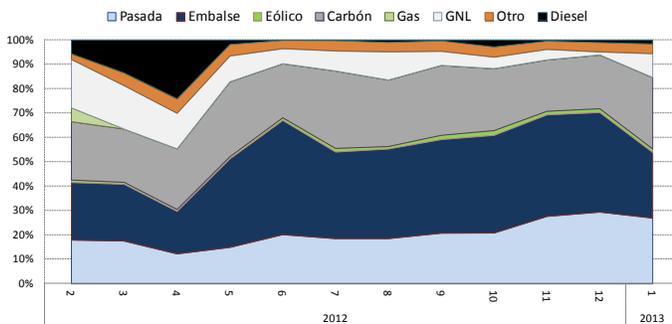
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 7: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 8: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de febrero de 2012, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 41,5% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas. Considérese que al menos hasta abril del presente año se mantiene vigente el decreto de racionamiento de febrero de 2011.

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.

Generación de Energía

Para el mes de enero de 2012, la generación de energía experimentó un alza de 7,0% respecto del mismo mes de 2011, con un incremento de 1,0% respecto diciembre.

Respecto a las expectativas para el año 2012, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 50.014 GWh, lo que comparado con los 46.115 GWh del año 2011 representaría un crecimiento anual para el año 2012 del 8,5%.

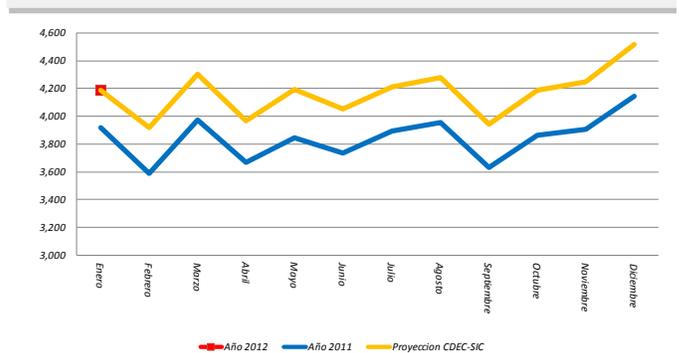
La Figura 10 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

Precio de Nudo de Corto Plazo

El día 31 de diciembre de 2011 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 octubre de 2011, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2011.

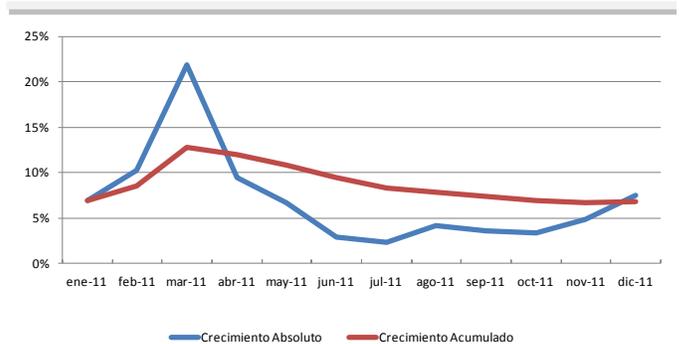
Los valores definidos por la autoridad son: 44,661 \$/kWh y 5.915,50 \$/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 53,10 \$/kWh. Este valor representa una baja de 2% respecto a la fijación de precios de nudo de abril de 2010.

Figura 9: Generación histórica de energía (GWh)



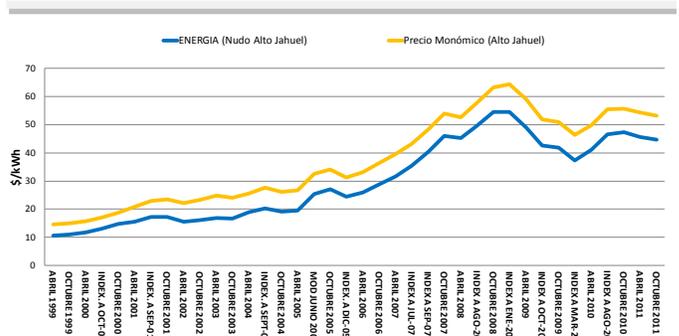
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 10: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 11: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CNE, Systep

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 para el período 2010-2011, 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. A partir del mes de enero de 2012, 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.

La Tabla 1 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 enero de 2012 es de 81,58 US\$/MWh, lo que representa una reducción de -1,07% respecto del valor indexado al mes de diciembre de 2011 (82,46 US\$/MWh).

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	89,1	5.419
Campanario	99,6	1.750
Colbún	87,6	6.782
Endesa	70,1	12.825
Guacolda	83,4	900
EMELDA	147,1	200
EPSA	147,1	75
Monte Redondo	132,7	275
Precio Medio de Licitación		81,58

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 2 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 cobrarán a sus clientes.

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Precio Medio Reajustado	Precio Medio Reajustado	Energía Contratada GWh/año
		(Barra de Suministro) US\$/MWh	(Barra de Quillota) US\$/MWh	
Chilctra	66,64	83,92	72,05	12.000
Chilquinta	87,87	81,14	81,14	2.567
EMEL	93,00	81,14	81,14	2.007
CGE	109,09	86,13	81,14	7.220
SAESA	80,05	79,94	81,14	4.432

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 enero 2012 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 77,27 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220, lo cual representa una reducción de -1,03% respecto del mes anterior (78,08 US\$/MWh).

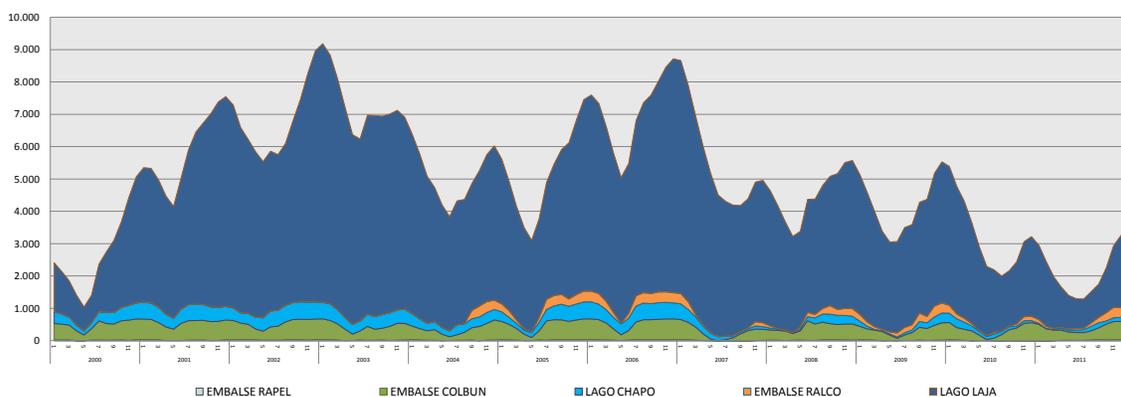
Nivel de los Embalses

La energía almacenada promedio disponible para generación en el mes de enero de 2012, alcanzó los 2.975 GWh, lo que representa una disminución de -12% respecto al mes de diciembre de 2011, y un aumento de 0,58% respecto a enero de 2011.

En el caso particular del Lago Laja, único embalse con capacidad de regulación interanual, es importante destacar que la energía acumulada al mes de enero de 2012 fue un -10% menor que la acumulada a igual mes del año 2011. En este sentido, si bien el nivel de algunos embalses para generación eléctrica han mostrados mejorías en algunos casos, dadas las lluvias de lo que va del año hidrológico del 2011, aún se mantienen niveles bajo lo normal. La anterior situación resulta preocupante considerando que el estado actual se encuentra fuertemente influenciado por la aplicación del decreto de racionamiento (DS26), el cual busca administrar los recursos existentes en los principales reservorios del país.

Nota: a partir de la edición de enero de 2012, la energía embalsada se calcula a través de la metodología que es actualmente publicada por la CNE, para tal efecto. Por lo anterior, los datos mostrados en esta y futuras ediciones no son directamente comparables con Reportes anteriores.

Figura 12: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CNE, SysteP

Tabla 3: Comparación energía promedio almacenada mensual para comienzos de mes (GWh)

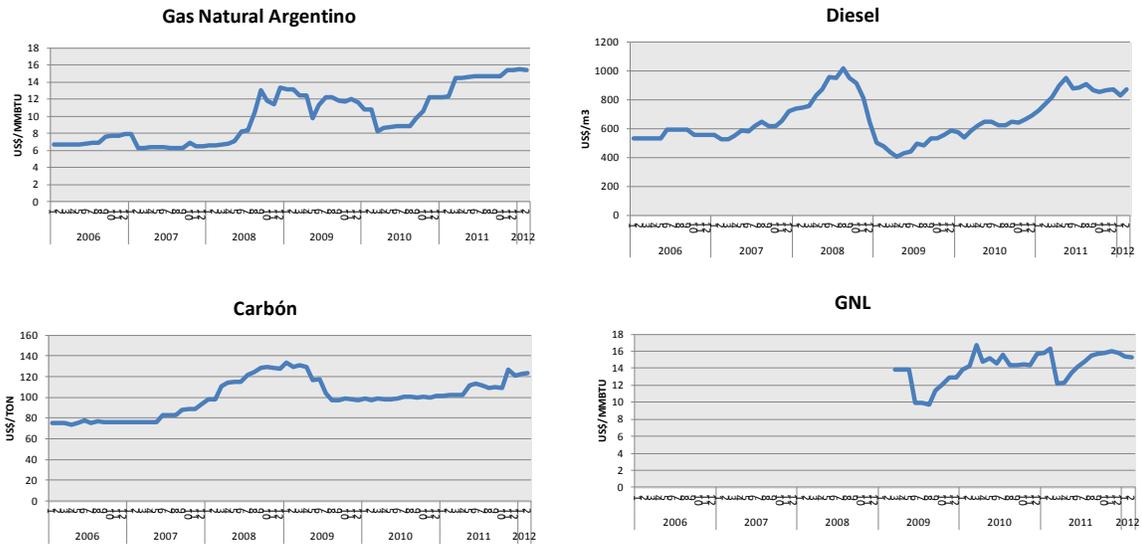
		Dic 2011	Ene 2012	Ene 2011
EMBALSE COLBUN		559	426	510
	% de la capacidad máxima	87%	66%	79%
EMBALSE RAPEL		43	41	2
	% de la capacidad máxima	85%	81%	4%
LAGUNA LA INVERNADA		122	107	3
	% de la capacidad máxima	92%	81%	2%
LAGO LAJA		2.233	2.080	2.299
	% de la capacidad máxima	28%	26%	29%
LAGO CHAPO		128	103	34
	% de la capacidad máxima	22%	18%	6%
EMBALSE RALCO		298	218	111
	% de la capacidad máxima	82%	60%	31%

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 13: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

El complejo escenario que enfrenta el sistema eléctrico del país, caracterizado principalmente por la sequía que enfrenta la zona centro-sur, el alza en el precio de los combustibles internacionales y la estrechez del sistema, se ha visto reflejado en los precios del mercado spot durante el 2011 y lo que va del 2012.

Los costos marginales del SIC para el mes de enero de 2012 presentan un aumento de 8,3% respecto a los registrados en el mes de diciembre, con un alza de 16,2% respecto a lo observado en enero de 2011.

En la Tabla 5 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	
Marzo	325	134	135	236	
Abril	280	121	133	205	
Mayo	252	95	141	221	
Junio	181	108	148	203	
Julio	200	102	138	181	
Agosto	143	96	157	154	
Septiembre	134	68	127	162	
Octubre	155	104	128	134	
Noviembre	141	84,7	125	152	
Diciembre	127	80	163	168	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA
		SECA	MEDIA	HUMEDA
2012	2	189,4	185,7	185,6
-	3	206,4	196,3	195,7
-	4	201,0	237,6	175,9
-	5	190,6	144,7	109,3
-	6	213,6	107,0	77,7
-	7	151,8	126,5	76,9
-	8	170,7	150,4	100,0
-	9	150,4	124,7	89,8
-	10	163,6	141,3	83,9
-	11	149,1	100,7	77,8
-	12	145,6	79,8	63,4
2013	1	159,1	74,6	58,0

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

Figura 14: Costo Marginal Quillota 220 (US\$/MWh)



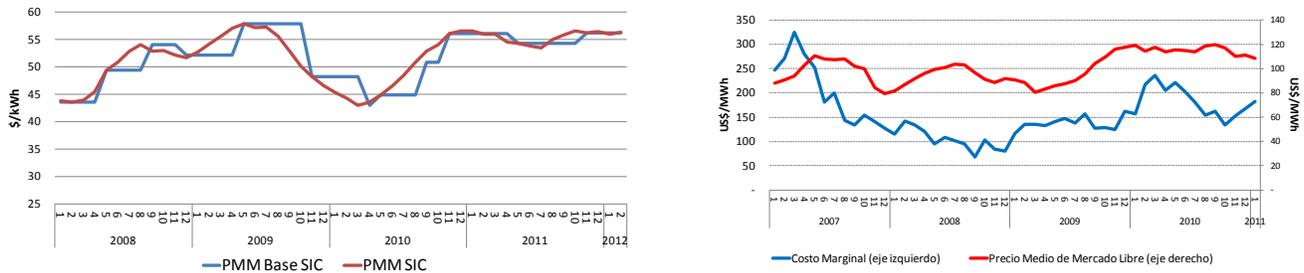
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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 01 de Febrero de 2012 es de 56,30 \$/kWh, lo que representa un alza de 0,09% respecto al precio definido en la fijación de Octubre 2011 (56,25 \$/kWh).

Figura 15: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, SysteP

RM 88

La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) define que las empresas generadoras recibirán, por los suministros sometidos a regulación de precios no cubiertos por contratos, el precio de nudo, abonándole o cargándole las diferencias positivas o negativas, respectivamente, que se produzcan entre el costo marginal y el precio de nudo vigente.

En el mes de noviembre de 2011 se agotó el saldo total de la cuenta por concepto de la Resolución Ministerial No. 88. Se terminan así los cargos a las tarifas por este concepto.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 6 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para el período comprendido entre febrero de 2012 y enero de 2013.

En total se espera la incorporación de 1.001 MW de potencia. Se destacan los ingresos de las centrales a carbón Santa María de Colbún y Bocamina II de Endesa están programados para el mes de abril y junio de 2012, respectivamente, no obstante la primera ha comenzado el período de pruebas. El ingreso de la central a biomasa Lautaro de Comasa ha sido retrasado de febrero a marzo de 2012.

Unidades en Mantenimiento

El plan anual de mantenimiento programado del CDEC, actualizado al 28 de diciembre de 2011, indica la salida de operación de las siguientes centrales para los próximos 3 meses.

- Pangue (U-1 por 228 MW): 6 días en febrero.
- Machicura (U-1 por 48 MW): 13 días en febrero.
- Ralco (U-2 por 382 MW): 2 días en febrero.
- Pangue (U-2 por 228 MW): 6 días en febrero.
- Rapel (U-3 por 76 MW): 3 días en febrero.
- Pehuenche (U-2 por 276 MW): 1 día en febrero.
- Machicura (U-2 por 48 MW): 10 días en febrero.
- Rapel (U-5 por 76 MW): 3 días en febrero.
- Ventanas (U-1 por 115 MW): 9 días en febrero.
- Ventanas (U-1 por 115 MW): 12 días en marzo.
- Machicura (U-2 por 48 MW): 3 días en marzo.
- Pehuenche (U-1 por 275 MW): 10 días en marzo.
- Nehuenco (U-1 por 380 MW): 10 días en marzo.
- Pehuenche (U-2 por 276 MW): 10 días en marzo.
- Ventanas (333 MW): 10 días en abril.
- Taltal (U-1 por 120 MW): 3 días en abril.
- Bocamina (por 127 MW): 5 días en abril.
- Ralco (U-1 por 382 MW): 12 días en abril.
- Quintero (U-2 por 145 MW): 3 días en abril.
- Ralco (U-2 por 382 MW): 8 días en abril.
- Ventanas (U-2 por 219 MW): 5 días en abril.
- Taltal (U-2 por 120 MW): 3 días en abril.

Tabla 6: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Propietario	Fecha Ingreso	Potencia Neta [MW]	Potencia Max. [MW]
Hidráulicas				
Rucatayo	Pilmaiquén	Pasada	feb-12	60
Laja 1	IPR GDF Suez	Pasada	abr-12	34
San Andrés	HydroChile	Pasada	jul-12	40
Pulelfu	Capullo	Pasada	dic-12	9
Térmica Tradicional				
Santa María	Colbún	Carbón	abr-12	343
Bocamina 2	Endesa	Carbón	jun-12	342
Otros Térmicos				
Lautaro	Comasa	Biomasa	mar-12	25
Energía Pacífico	EPSA	Bio./Cog.	feb-12	17
Viñales	Arauco	Cogeneración	mar-12	32
Eólicas				
Talinay Oriente	Vestas		jun-12	99
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.001

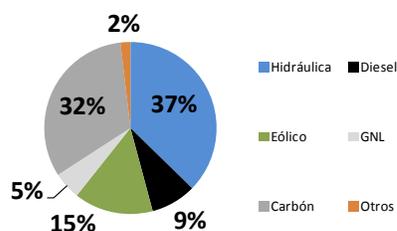
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 7: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMU\$)
Hidráulica	6.346	8.988
Diesel	1.445	1.091
Eólico	2.526	5.614
GNL	879	527
Carbón	5.490	10.031
Otros	317	628
TOTAL	17.003	26.879
Aprobado	13.724	20.582
En Calificación	3.303	6.452
TOTAL	17.027	27.034

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 16: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, SysteP

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 17.027 MW (13.724 MW en calificación), con una inversión de 27.034 MUS\$.

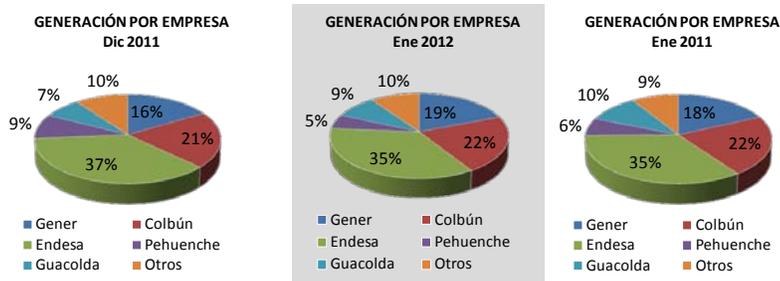
Se destaca en éste mes la presentación de tres proyectos solares fotovoltaicos en la III región: Denersol II (7,5 MW), Denersol III (30 MW) y Centro del Agua (21 MW); así como la presentación del proyecto Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada El Pina (19,5 MW) en la VIII región. Además, destacan la aprobación del proyecto de generación diesel Grupos de Generación Eléctrica – TEHMCO (4,5 MW) en la Región Metropolitana, la aprobación de la Central Hidroeléctrica Las Mercedes (3,5 MW) en la Región Metropolitana, la aprobación del Parque Eólico Cuel (36,8 MW) en la VIII región, la aprobación de la Central Termoeléctrica Pirquenes en base a carbón (50 MW) en VIII región, la aprobación de la Central Hidroeléctrica Río Isla (4,2 MW) en la XIV región, y el rechazo de la Central Tagua Tagua en base a biomasa (35 MW) en la VI región. En la Tabla 8 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	3.200	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuevo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Central de Pasada Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	210	400,0	07-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Cabo Leones	Iberólica Cabo Leones I S.A.	170	356,0	28-09-2011	En Calificación	Eólico	Base	III
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158	348	20-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Córdones"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 17: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SIC, System

Resumen Empresas

En el mercado eléctrico del SIC existen 5 agentes principales que aportan más del 80% de la producción de energía. Estas empresas son AES Gener, Colbún, Endesa, Pehuenche y Guacolda.

Al mes enero de 2012, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 35% de la producción total de energía, seguido de Colbún (22%), Gener (19%), Pehuenche (5%) y Guacolda (9%).

En un análisis por empresa se observa que Endesa y Pehuenche disminuyeron su producción en un -2,4% y -38,7% respecto al mes anterior, respectivamente. Por su parte, Colbún, Gener y Guacolda vieron aumentado su aporte en un 7,5%, 16,7% y 17,3%, respectivamente.

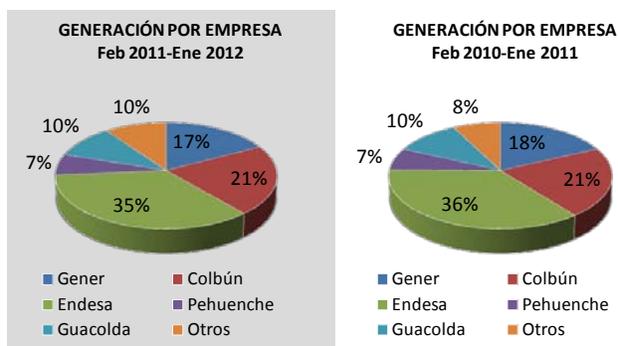
En las Figura 17 a Figura 19 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

Figura 18: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 19: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, System

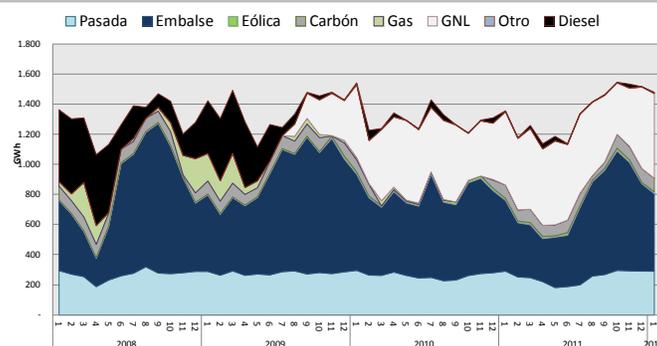
ENDESA

Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de -11,1% respecto al mes de diciembre, y un aumento de 9,7% en relación a enero de 2011. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presentan una baja de -0,3% respecto a diciembre, con una disminución de -0,2% respecto a enero de 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción de las centrales de carbón de Endesa presenta una baja de un -2,3% respecto al mes pasado, mientras el aporte de las centrales a GNL presenta un alza de un 3,8% respecto a diciembre, con un aumento del 15,6% respecto a enero de 2011.

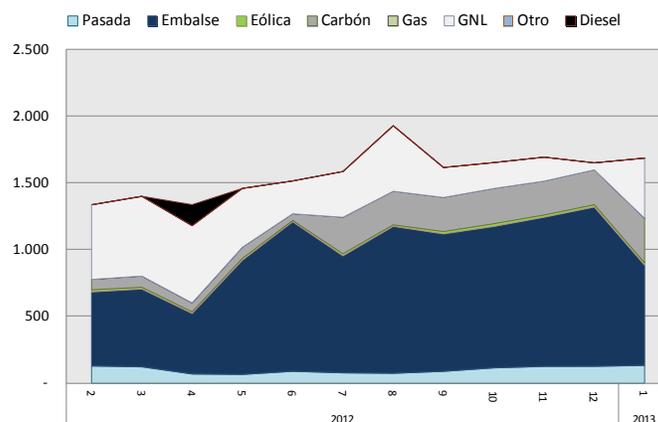
En la Figura 21 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 20: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 21: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 9: Generación Endesa, mensual (GWh)

	Dic 2011	Ene 2012	Ene 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	292	291	292	-0,3%	-0,2%
Embalse	582	517	471	-11,1%	9,7%
Gas	0	0	0	-100,0%	0,0%
GNL	543	564	488	3,8%	15,6%
Carbón	94	92	90	-2,3%	2,4%
Diésel	0	7	4	1496,5%	52,9%
Eólico	6	10	12	62,0%	-22,1%
Total	1.518	1.481	1.358		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

	Feb 2011-Ene 2012	Feb 2010-Ene 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.999	3.147	-4,7%
Embalse	6.138	6.453	-4,9%
Gas	4	88	-95,2%
GNL	5.879	5.257	11,8%
Carbón	931	225	314,4%
Diésel	131	234	-44,0%
Eólico	129	150	-14,1%
Total	16.211	15.554	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 11: Generación Endesa, trimestral (GWh)

	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	883	291	794	-63,3%	-67,0%
Embalse	2.100	517	1.186	-56,4%	-75,4%
Gas	4	0	1	-100,0%	-100,0%
GNL	1.272	564	1.501	-62,4%	-55,7%
Carbón	277	92	257	-64,2%	-66,7%
Diésel	28	7	27	-74,8%	-75,4%
Eólico	37	10	33	-70,3%	-73,9%
Total	4.601	1.481	3.799		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

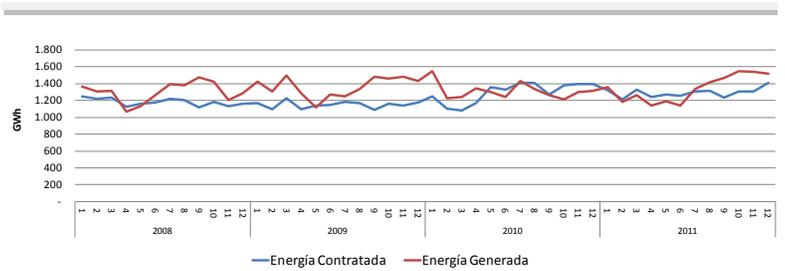
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante diciembre de 2011 fue de 1.518 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.409 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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.

Figura 22: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)

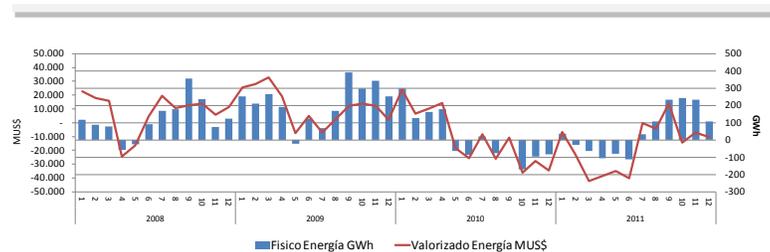


Fuente: CDEC-SIC, System

Transferencias de Energía

Durante el mes de diciembre de 2011 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 108 GWh, las que son valorizadas en -10,51 MMUS\$. En la Figura 23 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.¹

Figura 23: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, System

¹ 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, la producción en base a centrales de pasada muestra una baja de -2,8% respecto a diciembre, con un aumento de 1,3% en relación a enero del año 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción utilizando centrales a carbón exhibe un alza de 14,3% respecto al mes de diciembre, con un aumento de 16,0% en relación a enero de 2011. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan un alza de 2904,8% respecto al mes de diciembre.

Se incluye la consolidación de Gener con su filial Eléctrica Santiago, ESSA (Nueva Renca y centrales relacionadas).

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)

	Dic 2011	Ene 2012	Ene 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	155	151	149	-2,8%	1,3%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	35	0,0%	-100,0%
GNL	7	225	172	2904,8%	31,0%
Carbón	346	396	341	14,3%	16,0%
Diesel	167	19	7	-88,6%	165,2%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	9	9	9	-4,4%	-2,5%
Total	685	799	713		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

	Feb 2011-Ene 2012	Feb 2010-Ene 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.186	1.407	-15,7%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	1	647	-99,8%
GNL	1.783	172	938,4%
Carbón	4.422	4.193	5,5%
Diesel	530	1.319	-59,8%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	99	95	4,1%
Total	8.022	7.833	

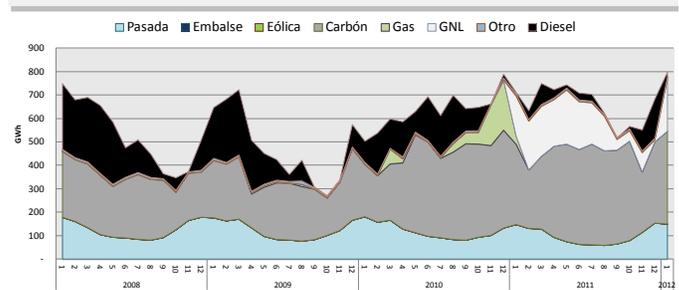
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 14: Generación Gener, trimestral (GWh)

	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	351	151	411	-63,3%	-57,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	1	0	35	-100,0%	-100,0%
GNL	134	225	594	-62,1%	68,3%
Carbón	1.026	396	899	-56,0%	-61,4%
Diesel	268	19	136	-86,0%	-92,9%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	26	9	25	-65,0%	-65,8%
Total	1.806	799	2.100		

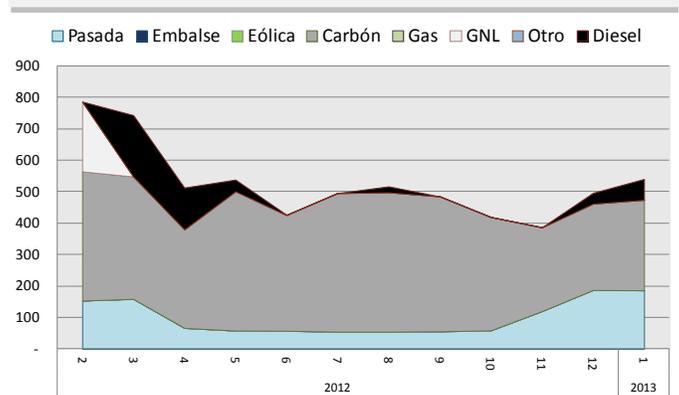
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 24: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 25: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

GENER

Generación Histórica vs Contratos

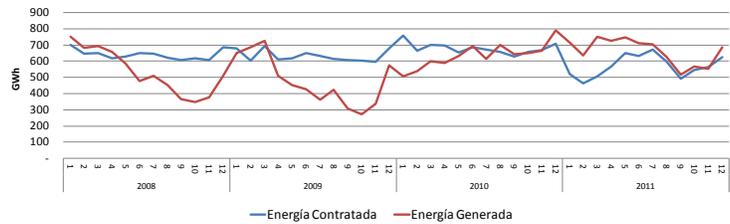
La generación real de energía para Gener durante diciembre de 2011 fue de 685 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 626 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot dado su carácter de excedentario.

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

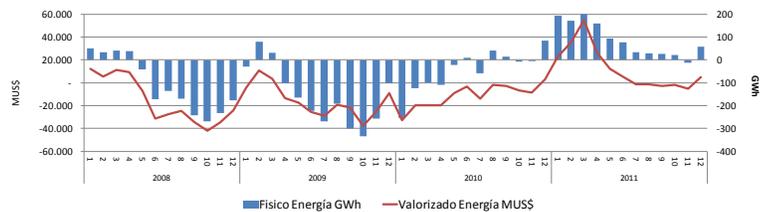
Durante el mes de diciembre de 2011 las transferencias de energía de Gener ascienden a 58,5 GWh, las que son valorizadas en 5,06 MUS\$. En la Figura 27 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.²

Figura 26: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 27: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

² 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, la producción de las centrales de embalse exhibe una baja de -11,3% respecto al mes de diciembre, con un aumento de 6,3% en relación a enero de 2011. Las centrales de pasada, por su parte, presentan una baja en su aporte de -7,5% respecto a diciembre, con un aumento de 6,1% respecto a enero de 2011.

Respecto a la generación térmica, la producción de centrales diesel presenta una baja de -26,2% respecto a diciembre, con un aumento de 360,6% respecto a enero de 2011. Por su parte, las centrales que utilizan GNL como combustible principal presentan un alza de 3 GWh respecto a diciembre.

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

Tabla 15: Generación Colbún, mensual (GWh)

	Dic 2011	Ene 2012	Ene 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	299	276	260	-7,5%	6,1%
Embalse	285	253	238	-11,3%	6,3%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	3	230	323	7339,5%	-28,7%
Carbón	54	0	0	-100,0%	0,0%
Diesel	211	156	34	-26,2%	360,6%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	852	915	855		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

	Feb 2011-Ene 2012	Feb 2010-Ene 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.820	2.546	10,8%
Embalse	2.645	2.590	2,1%
Gas	15	278	-94,6%
GNL	2.310	1.316	75,5%
Carbón	96	0	0,0%
Diesel	2.023	2.548	-20,6%
Eólico	0	0	0,0%
Total	9.909	9.278	

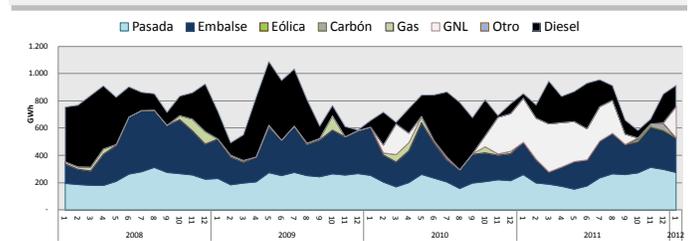
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 17: Generación Colbún, trimestral (GWh)

	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	885	276	650	-57,5%	-68,8%
Embalse	811	253	496	-49,0%	-68,8%
Gas	9	0	5	-100,0%	-100,0%
GNL	4	230	980	-76,5%	6009,8%
Carbón	95	0	0	0,0%	-100,0%
Diesel	302	156	444	-65,0%	-48,5%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.106	915	2.574		

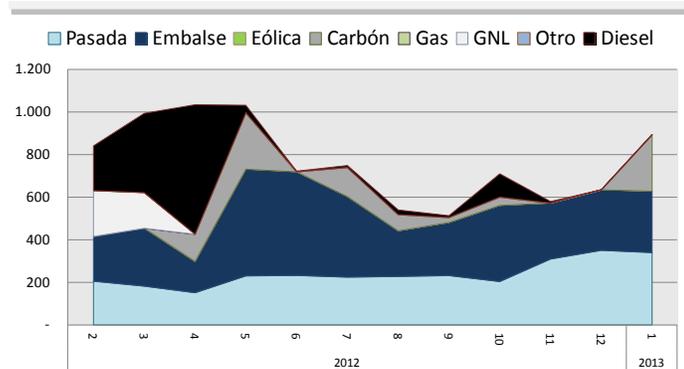
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 28: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 29: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

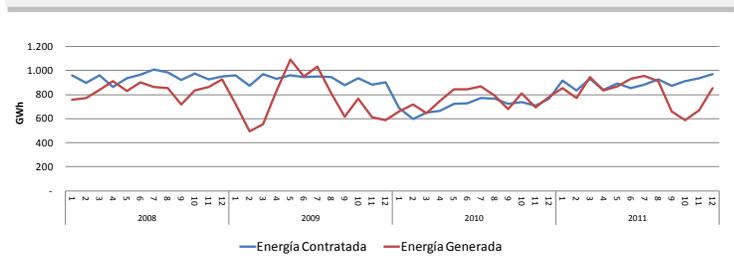
La generación real de energía para Colbún durante diciembre de 2011 fue de 852 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 973 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot dado su carácter de deficitario.

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

Transferencias de Energía

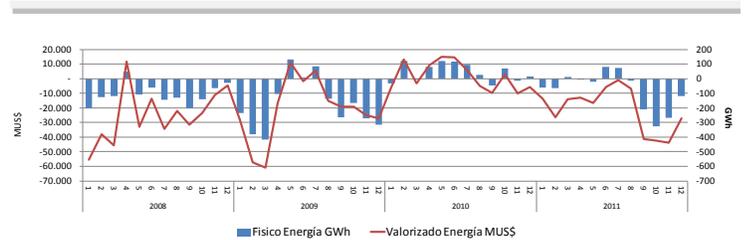
Durante el mes de diciembre de 2011, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -120,6 GWh, las que son valorizadas en -26,98 MMUS\$. En la Figura 31 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.³

Figura 30: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 31: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

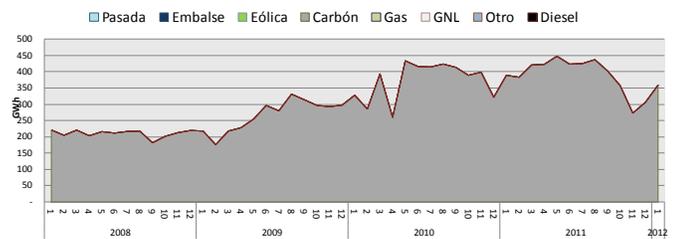
³ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

GUACOLDA

Durante el mes de enero, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe un alza de 17,3% respecto al mes de diciembre, con una disminución de -7,8% en relación a enero de 2011.

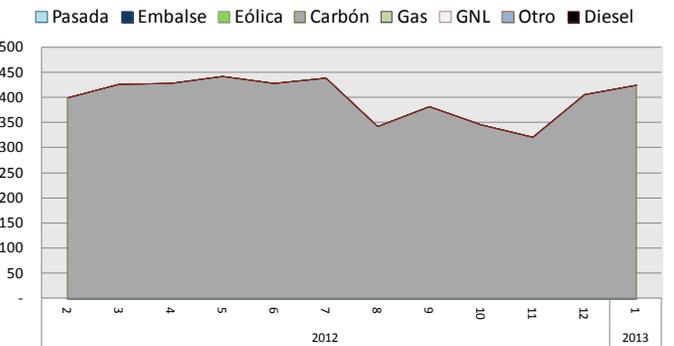
En la Figura 33 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 32: Generación histórica Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 33: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 18: Generación Guacolda, mensual (GWh)

	Dic 2011	Ene 2012	Ene 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	306	359	390	17,3%	-7,8%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	306	359	390		

Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

	Feb 2011-Ene 2012	Feb 2010-Ene 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	4.663	4.544	2,6%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	4.663	4.544	

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 20: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1	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	938	359	1.194	-69,9%	-61,7%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	938	359	1.194		

Fuente: CDEC-SIC, Syste

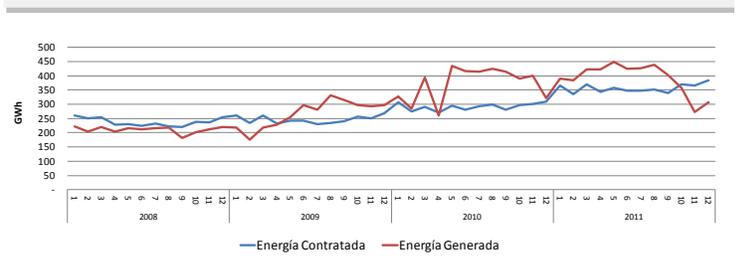
GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Guacolda durante diciembre de 2011 fue de 306 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 384 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.

Figura 34: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)

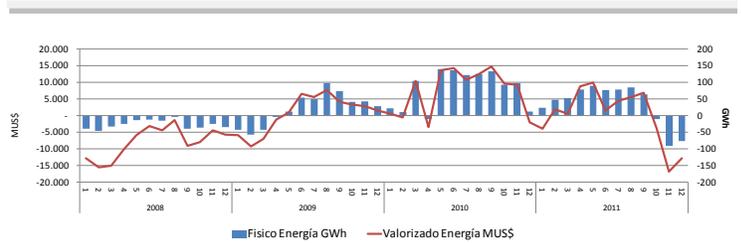


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Transferencias de Energía

Durante el mes de diciembre de 2011, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a -77,1 GWh, las que son valorizadas en -12,88 MMUS\$. En la Figura 35 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁴

Figura 35: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

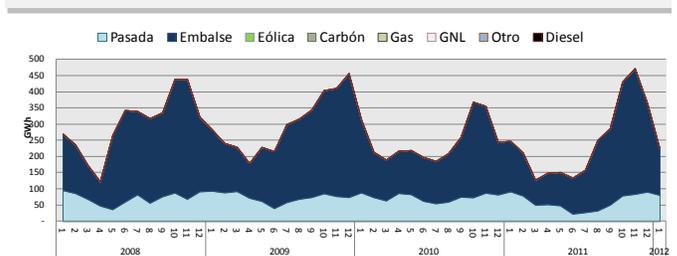
⁴ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

PEHUENCHE

Durante el mes de enero, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de -47,9% respecto al mes de diciembre, con una disminución de -8,7% en relación a enero de 2011. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra una baja de -10,8% respecto a diciembre, con una disminución de -11,9% en relación a enero de 2011.

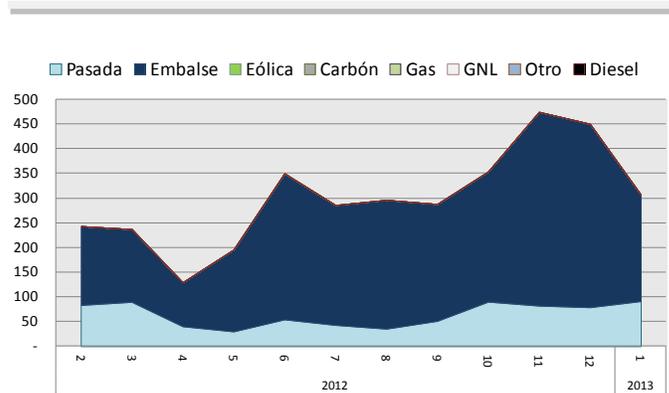
En la Figura 37 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 36: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 37: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 21: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

	Dic 2011	Ene 2012	Ene 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	91	81	92	-10,8%	-11,9%
Embalse	274	143	156	-47,9%	-8,7%
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%
Total	365	224	248		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

	Feb 2011-Ene 2012	Feb 2010-Ene 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	699	895	-22,0%
Embalse	2.269	2.021	12,2%
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%
Total	2.967	2.917	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 23: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	254	81	221	-63,4%	-68,1%
Embalse	1.016	143	367	-61,1%	-85,9%
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%
Total	1.270	224	589		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

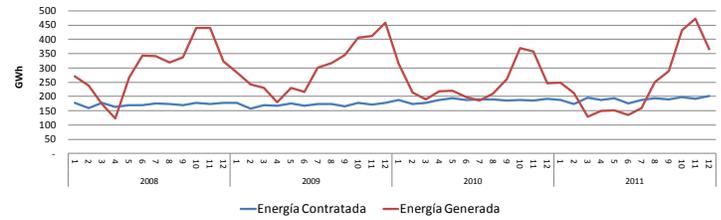
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante diciembre de 2011 fue de 365 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 201 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.

Figura 38: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)

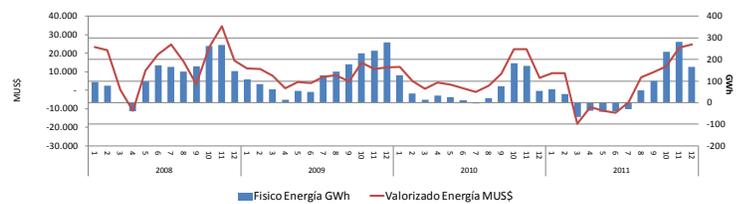


Fuente: CDEC-SIC, System

Transferencias de Energía

Durante el mes de diciembre de 2011 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 164,2 GWh, las que son valorizadas en 24,71 MMUS\$. En la Figura 39 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁵

Figura 39: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, System

⁵ 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.

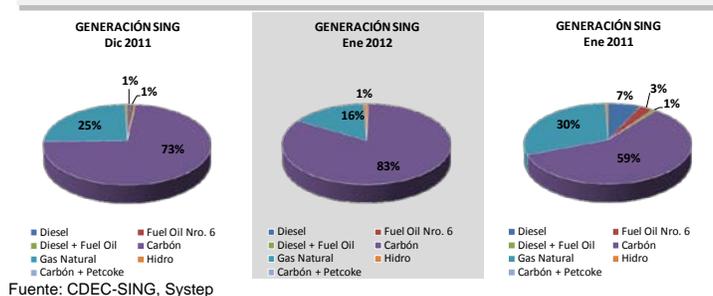
SING

Sistema Interconectado del Norte Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 40: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de enero de 2012 la generación de energía en el SING disminuyó en un 4,0% respecto a diciembre, con un aumento de 8,3% respecto a enero de 2011.

Se observa que la generación diesel disminuyó en un 89,1% con respecto a diciembre, mientras que la generación a carbón aumentó en un 9,4%. La generación con gas natural disminuyó en un 38,7% respecto al mes pasado.

En la Figura 41 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2008. En el pasado, ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Durante el mes de enero del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 65 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa una disminución de 1,4% respecto al mes anterior.

Figura 41: Generación histórica SING (GWh)

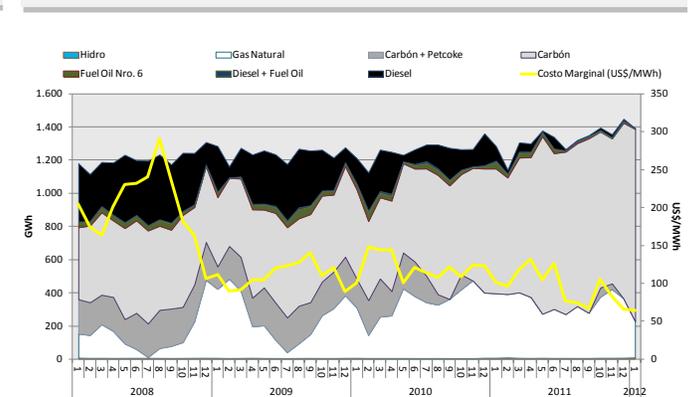


Figura 42: Generación histórica SING (%)

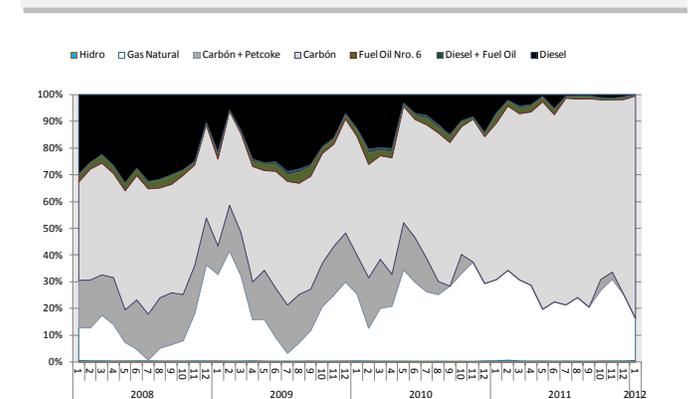
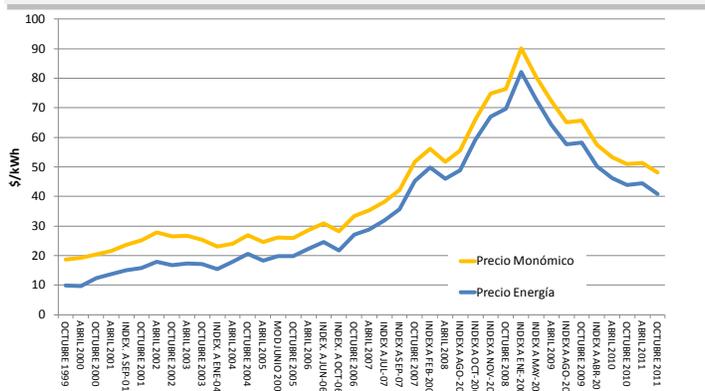
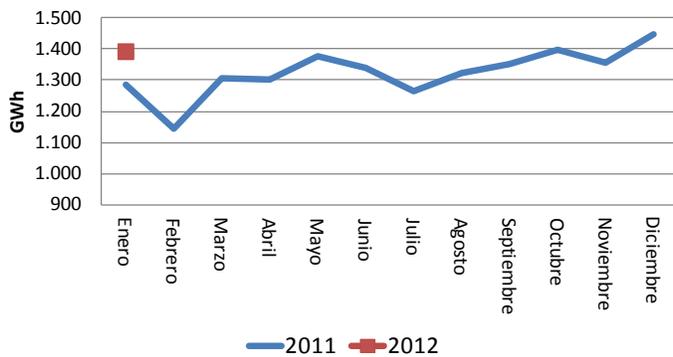


Figura 43: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systeop

Figura 44: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systeop

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

El día sábado 31 de diciembre 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 octubre de 2011, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2011.

Los valores definidos por la autoridad son: 40,887 \$/kWh y 4.451,54 \$/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 47,99 \$/kWh. Este valor representa una disminución de 5,66% respecto a la anterior fijación del precio de nudo, realizada en el mes de abril de 2011.

Generación de Energía

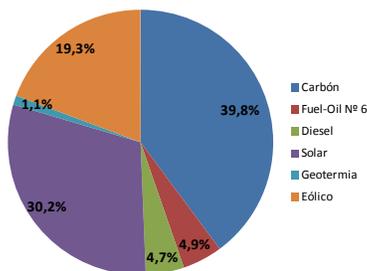
En el mes de enero, la generación real del sistema fue de 1.392 GWh. Esto representa un aumento de 8,3% con respecto al mismo mes del 2011.

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
Solar	1.342	3.814
Geotermia	50	180
Eólico	857	1.997
TOTAL	4.443	10.133
Aprobado	3.571	7.863
En Calificación	872	2.270
TOTAL	4.443	10.133

Fuente: SEIA, Syste

Figura 45: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Syste

Tabla 25: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Páficco	Río Seco 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
Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Parque Eólico Ckani	Empresa AM edlica 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	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Encuentro Solar	Energías Renovables Foton de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Crucero Solar	Energías Renovables Foton de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Parque Eólico Calama	E-CL S.A.	128	280	07-06-2011	Aprobado	Eólico	Base	II
Central Barrios	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Central Sol del Loa	VENTUS SOLARIS S.A.	110	296	02-11-2011	En Calificación	Solar	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	Aprobado	Carbón	Base	I
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	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
Complejo Solar FV Pica	Element Power Chile S.A.	90	288,0	09-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Central Termoeléctrica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Parque Solar Almonte	Andes Mainstream SpA	75	250	29-12-2011	En Calificación	Solar	Base	I
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Central Geotérmica Cerro Pabellón	Geotérmica del Norte S.A.	50	180,0	29-04-2011	En Calificación	Geotermia	Base	II
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	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 Termoeléctrica Parinacota	Termoeléctrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Planta fotovoltaica San Pedro de Atacama III	Element Power Chile S.A.	30	105	01-07-2011	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	29-11-2010	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	SOLVENTUS CHILE Spa	30	82	11-11-2011	En Calificación	Solar	Base	XV
Planta Solar Fotovoltaica Arica I	Arica Solar Generación 1 Limitada	18	70	05-12-2011	En Calificación	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
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 2	Jon Iñaki Segovia De Celaya	9,3	40	01-03-2010	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CALAMA SOLAR 1 S.A.	9,3	40	01-09-2009	Aprobado	Solar	Base	II
Planta solar fotovoltaica 9 MW	SELTEC ING. Ltda.	9	20	17-11-2011	En Calificación	Solar	Base	II
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
Huerta Solar Fotovoltaica	Fotovoltaica Sol del Norte Ltda.	8	31,9	20-06-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian 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
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Syste

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 25 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de enero de 2012, considerando aquellos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 4.443 MW (872 MW en calificación), con una inversión de 10.133 MMUS\$.

Destaca en el mes de enero el ingreso a evaluación de la central Parque Fotovoltaico Los Andes, de 220 MW e inversión de 572 MMUS\$; y de las plantas fotovoltaicas Encuentro Solar y Crucero Solar, de 180 MW cada una e inversión de 400 MMUS\$ por proyecto, todas ubicadas en la II Región.

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 26). 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 enero de 2012)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Ene-12	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	91,02	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 46: Valores informados por las Empresas

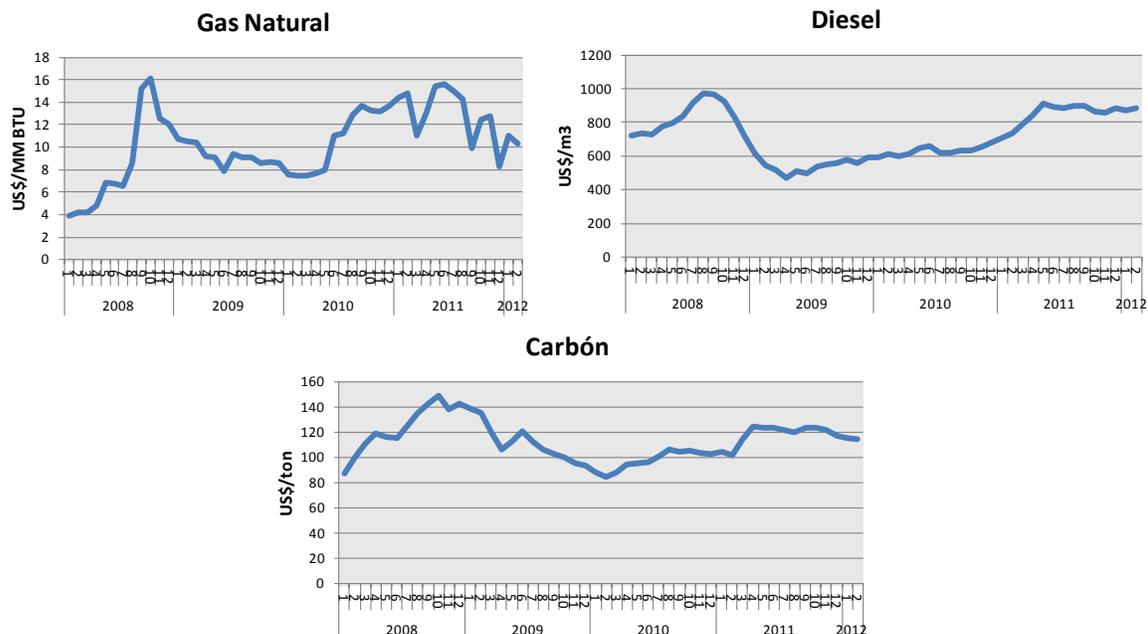


Tabla 27: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

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

Fuente: CDEC-SING, Syste

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

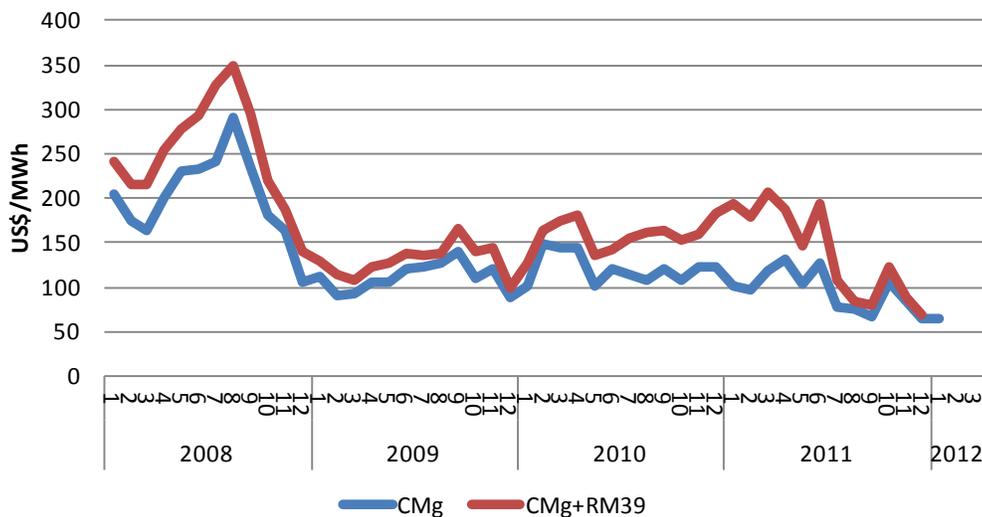
Valores Históricos

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 enero, el costo marginal fue de 65 US\$/MWh, lo que representa una disminución de 36,4% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 1,4% respecto al mes de diciembre de 2011.

En los últimos meses se observa una disminución en los costos marginales, debido principalmente a la entrada en operación comercial de nuevas centrales a carbón.

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 diciembre de 2011, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de diciembre. 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 diciembre, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 3,8 US\$/MWh.

Figura 47: 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 2012 es de 60,372 \$/kWh, que representa una disminución de 0,30% respecto al Precio Medio Base (60,556 \$/kWh) definido en la fijación de octubre de 2011.

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.

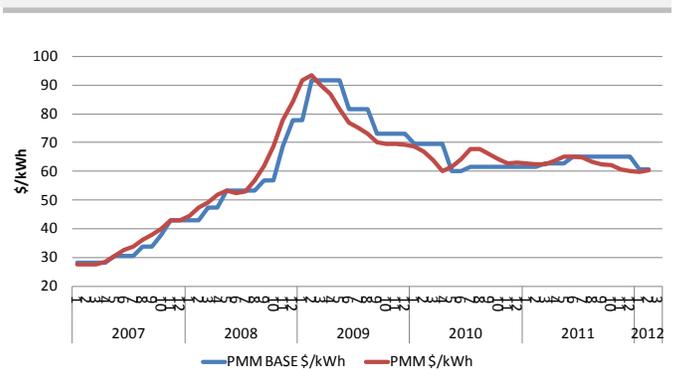
Durante el año 2011 destacó la entrada en operación en abril de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), filial de AES Gener; la entrada en julio de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW), filial de E-CL; la entrada en agosto de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), también filial de E-CL; 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 Mantención

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

- CTTAR (Tarapacá): 158 MW en marzo y abril.
- U12 (Tocopilla): 85 MW en abril.
- U16 (Tocopilla): 280 MW en febrero y marzo.
- TV2C (GasAtacama): 135 MW en marzo y abril.
- CTH1 (Hornitos): 165 MW en abril.

Figura 48: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systeop

Tabla 28: Futuras centrales generadoras en el SING

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

Fuente: CNE, CDEC-SING

Resumen Empresas

En el mercado eléctrico del SING existen 6 agentes que definen prácticamente la totalidad de la producción de energía del sistema. Estas empresas son AES Gener, E-CL (ex Edelnor), GasAtacama, Celta, Electroandina 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.

Al mes de enero de 2012, el actor más importante del mercado es E-CL, con un 34% de la producción total de energía, seguido por Electroandina y AES Gener con un 19% y 16%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que Celta, E-CL, Norgener y Electroandina aumentaron su producción en un 188,8%, 4,1%, 1,2% y 0,8%, respectivamente, en relación a diciembre de 2011. Por su parte AES Gener y GasAtacama vieron para el mismo período disminuida su producción en un 33,0%, y 19,1%, respectivamente. 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 diciembre de 2011. Se observa que el mayor cambio con respecto al mes anterior se da en Celta, la cual cambió su condición de excedentaria a deficitaria.

Figura 49: Energía generada por empresa, mensual

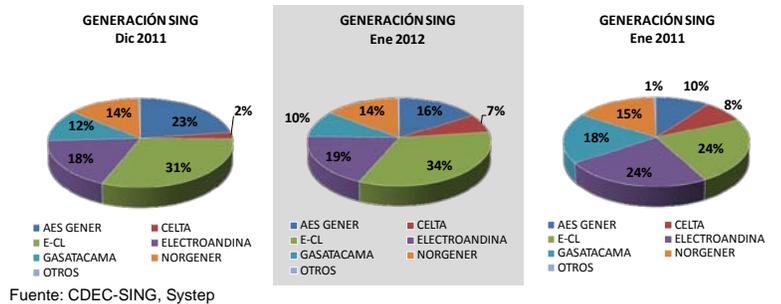
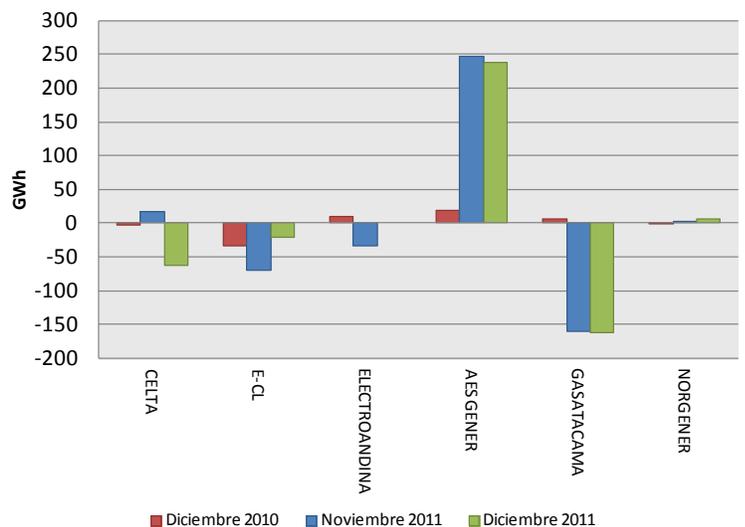


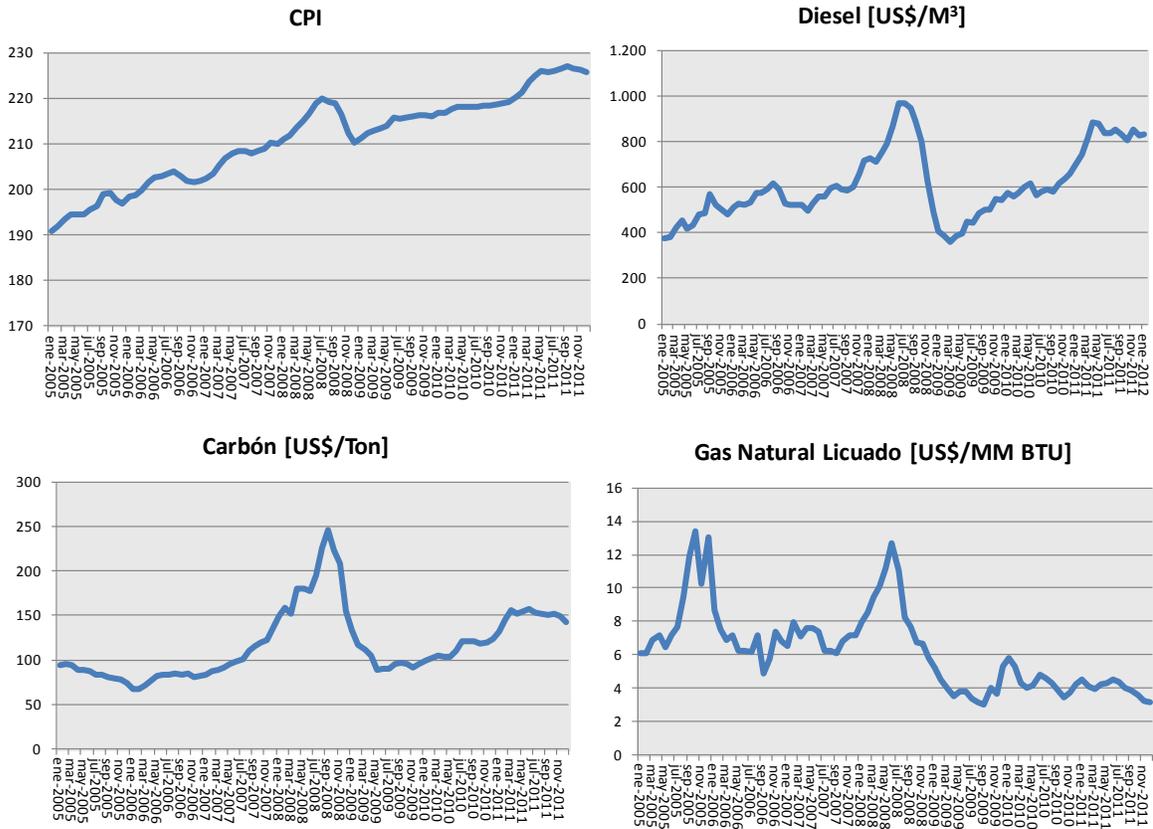
Figura 50: Transferencias de energía por empresa, mensual



ANEXOS

Índice Precio de Combustibles

Figura I-I: Índice Precio de Combustibles



Fuente:
 CPI (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)
 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)
 Henry Hub Spot (http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12_Utiles/licitacion/archivos_bajar/Normativas/indices_web_cne.zip)

Figura II-I: Precios de Indexación a enero de 2012

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Ene-12 Barra Suministro	Indexado Ene-12 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	90,9	90,2	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	90,4	89,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	90,7	90,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	88,6	88,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	89,2	89,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	89,7	89,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	90,7	90,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	91,3	91,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	91,8	91,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	92,1	92,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	92,4	92,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	98,0	98,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	98,2	98,2	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	123,8	123,8	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	110,2	110,2	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	72,0	70,6	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	108,7	101,5	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	100,1	97,5	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	100,2	97,6	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	93,4	92,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	129,6	121,0	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,6	121,0	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,6	121,0	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,6	121,0	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,6	121,0	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,6	121,0	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,6	121,0	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	89,2	91,7	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	90,9	93,5	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	64,1	62,8	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	63,8	62,5	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	63,4	62,1	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	157,5	147,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	157,5	147,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	157,5	147,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	157,5	147,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	157,5	147,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	60,3	59,6	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	68,0	67,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	106,4	99,3	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	59,7	59,2	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	60,0	59,6	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	59,9	59,9	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	58,9	58,9	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	106,7	106,7	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	65,2	65,2	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	55,2	56,8	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	57,1	55,9	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	57,1	55,9	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	157,5	147,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	157,5	147,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	157,5	147,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	157,5	147,1	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	157,5	147,1	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	84,1	83,4	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	115,2	107,6	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	157,5	147,1	2010

Fuente: Systep

ANEXO II

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	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

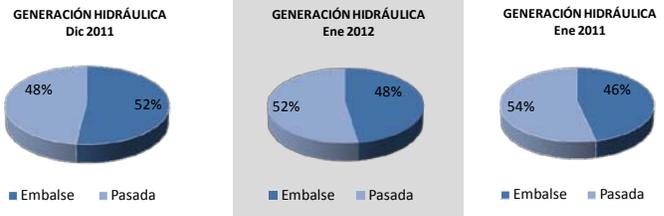
La generación en el SIC en el mes de enero, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un 2,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un -12,7% en comparación al mes recién pasado, y de un -0,9% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de 5,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un -20,0% en comparación al mes pasado, y de un -0,1% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de 0,8% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -4,9% en comparación al mes recién pasado, y de un -1,7% en relación a los últimos 12 meses.

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

GENERACION HIDRÁULICA			
	Dic 2011	Ene 2012	Ene 2011
Embalse	1.141	913	866
Pasada	1.057	1.006	998



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

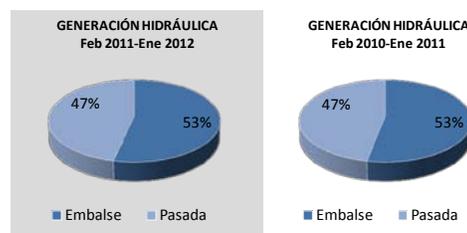
GENERACION HIDRÁULICA			
	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1
Embalse	3.926	913	2.050
Pasada	3.019	1.006	2.511
Total	6.945	1.919	4.560



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACION HIDRÁULICA		
	Feb 2011-Ene 2012	Feb 2010-Ene 2011
Embalse	11.051	11.064
Pasada	9.611	9.780
Total	20.662	20.844

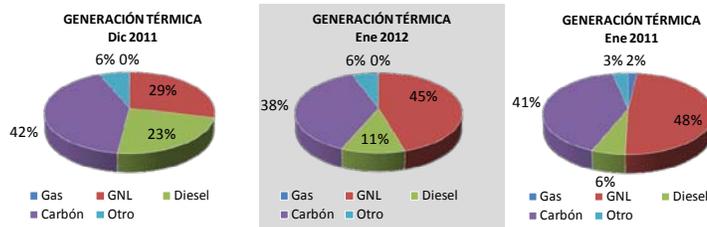


Fuente: CDEC-SIC, Systep

ANEXO III

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

GENERACION TÉRMICA			
	Dic 2011	Ene 2012	Ene 2011
Gas	0	0	39
GNL	553	1.019	982
Diesel	449	250	117
Carbón	801	847	821
Otro	123	128	66
Total	1.927	2.244	2.025



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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

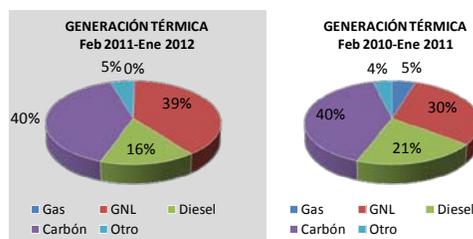
GENERACION TÉRMICA			
	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1
Gas	14	0	72
GNL	1.410	1.019	3.074
Diesel	761	250	1.140
Carbón	2.336	847	2.351
Otro	356	128	203
Total	4.877	2.244	6.841



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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

GENERACION TÉRMICA		
	Feb 2011-Ene 2012	Feb 2010-Ene 2011
Gas	85	1.085
GNL	9.972	6.745
Diesel	4.029	4.604
Carbón	10.113	8.962
Otro	1.204	866
Total	25.403	22.262



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de enero, muestra una variación de un 10,8% respecto al mismo mes del año anterior, de un 16,5% en comparación al mes recién pasado, y de un 14,1% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas, presenta una variación en su aporte de un -99,0% respecto al mismo mes del año anterior, de un -17,5% en comparación al mes recién pasado, y de un -92,2% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de 3,7% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un 84,2% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de 114,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -44,4% en comparación al mes recién pasado, y de un -12,5% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 3,2% respecto al mismo mes del año anterior, de un 5,8% en comparación al mes recién pasado, y de un 12,8% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, el aporte de las centrales que utilizan otro tipo de combustibles térmicos no convencionales, se presentan con una variación de 94,6% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 3,9% en comparación al mes recién pasado, y de un 39,1% en relación a los últimos 12 meses.

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	3.200	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Central de Pasada Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	210	400,0	07-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Cabo Leones	Iberéolica Cabo Leones I.S.A.	170	356,0	28-09-2011	En Calificación	Eólico	Base	III
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa .	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158	348	20-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidreléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Parque Eólico Ancud	Callis Energía Chile Ltda,	120	250	30-11-2011	En Calificación	Eólico	Base	X
Parque Eólico Chilé	EcoPower SAC	112	235	04-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Parque Eólico Renaico	Endesa Eco	106	240	13-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	IX
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96	36	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº2	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90	41	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74	150	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Llanquihue	Ener-Renova	74	165	30-11-2010	Aprobado	Eólico	Base	X

ANEXO IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
DIA Parque Eolico El Pacifico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo IFO 180	Base	III
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69	82	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69	168	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallendar	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	III
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66	123	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	VII
Parque Eólico Küref	Te-Eólica S.A.	61,2	150	07-07-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 6	Base	III
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Llay-Llay	Servicios Eólicos S.A	56	108	24-02-2011	En Calificación	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Pirquenes	SW Business S.A.	50	82	22-01-2010	Aprobado	Carbón	Base	VIII
PARQUE EOLICO LA CEBADA	PARQUE EOLICO LA CEBADA LIMITADA	48	0	04-04-2011	En Calificación	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48	108	17-06-2010	Aprobado	Eólico	Base	IX
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
PARQUE EOLICO CUEL KUEEolico	Andes Mainstream SpA	36,8	75	21-07-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36	70	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	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chiloé S.A.	36	100	27-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central de Energía Renovable No Convencional (ERNC) Tagua Tagua	Consorcio Energético Nacional S.A.	35	95	18-08-2010	Rechazado	Biomasa	Base	VI
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
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	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Central Hidroeléctrica La Mina	Colbún S.A.	30,0	74	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	14-02-2012	En Calificación	Solar	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	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad: Minicentrales El Salto y El Mocho	Hidroenersur S.A.	24	48	25-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	38	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43	11-11-2009	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Aumento de Potencia Central Hidroeléctrica El Paso 60 MW	Hidroeléctrica El Paso Ltda.	21,8	135	05-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	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	03-02-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad	ENDESA	20,0	184	25-11-2011	En Calificación	Carbón	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua	Electro Austral Generación Limitada	20,0	50	25-03-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31	24-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII

ANEXO IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20	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	60,0	30-11-2010	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	20	50,0	09-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoquén	Hydroangol S.A.	19	45,0	02-06-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Carilafquén-Malcalahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Homopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Baquedano	Inversiones Baquedano Limitada	18	56	09-05-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Eléctrica Cenizas	Eléctrica 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	En Calificación	Eólico	Base	VI
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 Pacífico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central ERNC Santa Marta	Empresa Consorcio Santa Marta S.A.	14	36	10-06-2011	Aprobado	Biogás	Base	RM
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14	40	02-09-2009	Aprobado	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celulosa SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
Ampliación y Modificación Parque Eólico El Arrayán	Parque Eólico El Arrayán Spa	13,8	278	07-12-2011	En Calificación	Eólico	Base	IV
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Tenó"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmer - Correntoso	Hydroaustrial S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Providencia	Inversiones Herborn Ltda.	13	30	14-12-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Conjunto Hidroeléctrico Bonito	HIDROBONITO S.A.	12	30	13-04-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada El Pinar	Aaktei Energía SpA	11,5	19,5	08-02-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	-	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17	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	En Calificación	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	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Modificación de Proyecto Central Hidroeléctrica Butamalal	RP Butamalal Hidroeléctrica S.A.	9,0	28	30-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Central Hidroeléctrica Panguí	RP El Torrente Eléctrica S.A	9,0	20,8	26-07-2011	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 Río Negro	Hidroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
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	En Calificación	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	En Calificación	Solar	Base	III
Generación Eléctrica de Respaldo para Terminal GNL Quintero	GNL Quintero S.A.	7,2	7,0	07-12-2011	En Calificación	Diesel	Respaldo	V
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bío-Bío Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte N° 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallendar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III

ANEXO IV

INVERSIÓN Y GASTOS

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Hidroeléctrica de Pasada Colli	Maderas Tantauco S.A.	6,2	12,5	09-09-2011	En Calificación	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	Codeco División Andina	6,0	3,2	11-11-2011	En Calificación	Diesel	Respaldo	V
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6	15	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Colbún S.A.	6	12	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SIC	VII
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	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Paso La Flor	Empresa Eléctrica La Flor S.A.	5,4	5	07-10-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hydroaustral S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DONGO	HIDROELECTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	SouthPacific Korp S.A.	5	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	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Grupos de Generación Eléctrica - TEHMCO S.A.	TEHMCO S.A.	4,5	0	01-06-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	RM
Central Hidroeléctrica Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	4,3	9	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Río Isla	Electrica Río Isla S.A.	4,2	10	10-05-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº 2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4	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.	7,5	3,2	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	11,3	04-08-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VII

System Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

Director

hprudnick@system.cl

Sebastian Mocarquer Grout

Gerente General

smocarquer@system.cl

Pedro Miquel Durán

Ingeniero Senior

pmiquel@system.cl

Pablo Jiménez Pinto

Ingeniero de Estudios

pjimenez@system.cl

Pablo Lecaros Vargas

Ingeniero de Estudios

plecaros@system.cl

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

www.system.cl

Contacto:

reporte@system.cl

©System 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 System 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 System Ingeniería y Diseños, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, estimaciones y proyecciones de resultados, reflejan distintos supuestos definidos por System 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 System Ingeniería y Diseños.

