



Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Enero 2011

Contenido

Editorial	2
SIC	5
Análisis General	5
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	
RM88	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

Directorio aprueba venta de participación de Codelco en empresa generadora E-CL. (Codelco, 07/01/11)

Transec: Recién en 2016 se superaría estrechez por falta de inversiones en red eléctrica. (EMOL, 06/01/11)

Gobierno autoriza inversión récord para ampliar y reforzar el sistema eléctrico central. (El Mercurio, 05/01/11)

AES Gener inicia prueba de conexión al SING de Central Angamos. (Diario Financiero, 31/12/10)

Gener cierra litigio por gas argentino. (Diario Financiero, 31/12/10)

Centrales a carbón y GNL aumentan participación y aseguran suministro. (Diario Financiero, 30/12/10)

Enap aplica fuerte alza a precio del gas en Magallanes y tarifas residenciales subirán 16,8%. (El Mercurio, 30/12/10)

Proyectan que cuentas de luz en la zona central caerán entre 8% y 10% el primer trimestre de 2011. (El Mercurio, 29/12/10)

Mapa preliminar de zonas excluiría más de 2.000 MW de generación eléctrica. (Diario Financiero, 28/12/10)

Cuentas eléctricas de clientes residenciales mantendrán recargo de 20% al menos hasta 2012. (El Mercurio, 28/12/10)

Gobierno identifica seis sitios de referencia para instalar centrales a carbón. (La Tercera, 27/12/2010)

Gobierno frena proyecto que obliga a eléctricas a compensar a comunidades. (La Tercera, 23/12/10)

Gobierno afina ley que creará ente regulador de energía nuclear. (Diario Financiero, 21/12/10)

Endesa Chile pone a disposición del SIC Central Bocamina I (Endesa Chile, 15/12/10)

Colbún retrasaría hasta en dos años central San Pedro. (La Tercera, 06/12/10)

Gobierno reduce exigencia a termoeléctricas: nueva norma les permite mayores emisiones. (El Mercurio, 03/12/10)

Editorial

Los precios de la energía eléctrica – un puzzle difícil de seguir

El primero de enero de 2011 comenzaron a regir los contratos de suministro de energía eléctrica representativos del 27% de la energía total licitada a empresas distribuidoras, suscritos a partir de los procesos de licitación realizados entre los años 2006 y 2009, en el marco de las modificaciones introducidas por la Ley Corta II (Ley 20.018). Con el cumplimiento de este hito, se ha activado la totalidad de los contratos de suministro de energía eléctrica suscritos en dichos procesos, abasteciendo la mayor parte de los requerimientos de las empresas distribuidoras para los próximos 8 - 14 años.

En ese contexto, y cumpliéndose un año del comienzo de la aplicación de los contratos, cabe analizar el funcionamiento del mecanismo definido por la regulación para reemplazar el tradicional precio de nudo fijado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Cabe también revisar ciertos conceptos de la aplicación de dicha ley que en la actualidad confunden a varios agentes participantes del mercado eléctrico, destacando que las tarifas en aplicación llevan un importante retraso por la demora de los procesos aprobatorios vigentes.

Definición de los precios de nudo promedio

La Ley Corta II permite que las concesionarias de servicio público de distribución liciten sus requerimientos de energía para el abastecimiento de clientes regulados. En este contexto, durante los años 2006, 2007 y 2009 se realizaron tres procesos de licitación, en los cuales los generadores ofrecieron suministro a un precio base, reajutable en el tiempo en base a indexadores resultantes de las licitaciones. El resumen de los resultados de los procesos de licitación del Sistema Interconectado Central (SIC) se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1: Resultados procesos de licitación de suministro a clientes regulados (Fuente: CNE)

Proceso	Fecha adjudicación	Energía contratada [GWh/año]	Precio Medio Adjudicado [US\$/MWh]	Precio Medio Indexado a Dic-10 [US\$/MWh]	Inicio suministro
Licitación 1 2006	Dic-06	12.766	53,01	68,54	2010
Licitación 2 2007	Oct-07	5.700	58,54	57,03	2011
Licitación 2.1 2008	Feb-08	1.800	64,46	67,83	2011
Licitación 3 2009	Ene-09	7.110	99,41	118,64	2010
Licitación 3.1 2009	Jun-09	850	92,95	116,29	2010
Total Indexado Dic-10	-	28.226	67,75	80,23	-

Valores referidos a barra Quillota 220

A partir del 1 de enero de 2010, entraron en vigencia los primeros contratos de suministro de energía eléctrica a empresas distribuidoras. En este contexto, se introdujo un nuevo concepto: los Precios de Nudo Promedio, los cuales corresponden al precio que las empresas distribuidoras deben traspasar a sus clientes regulados.

Los Precios de Nudo Promedio (PNP) se calculan a partir de las siguientes componentes:

- Precio de Nudo de Corto Plazo: Corresponde a lo que tradicionalmente fue conocido como el Precio de Nudo. Es calculado semestralmente – en abril y octubre – por la CNE. Los contratos suscritos con anterioridad a los procesos de licitación, que se encuentren vigentes, se rigen por este precio.
- Precios de Nudo de Largo Plazo: Corresponden a los precios de adjudicación de los contratos suscritos a partir de los llamados a licitación; habrá un Precio de Nudo de Largo Plazo por cada contrato. Estos precios son reajustados en base a índices como los precios de combustibles, CPI y transitoriamente durante los años 2010 y 2011 por el costo marginal del sistema.

Cada empresa distribuidora traspasa a sus clientes regulados su Precio de Nudo Promedio, calculado como el promedio ponderado de sus contratos vigentes, incluyendo tanto aquellos suscritos con anterioridad a los procesos de licitación, a Precio de Nudo de Corto Plazo, como aquellos suscritos durante los procesos de licitación, a Precios de Nudo de Largo Plazo. Adicionalmente, los PNP de cada empresa distribuidora deberán estar dentro de una banda del 5% con respecto al promedio de los PNP de todas las distribuidoras. En caso que un PNP quede fuera de esta banda, deberá ajustarse al límite más cercano, prorrateando entre el resto de las distribuidoras la diferencia entre el límite de la banda y el precio ajustado, en un proceso iterativo que culmina cuando todos los PNP se encuentren dentro de la banda del 5%. Hoy en día esta medida se está aplicando para compensar la diferencia de tarifas entre clientes.

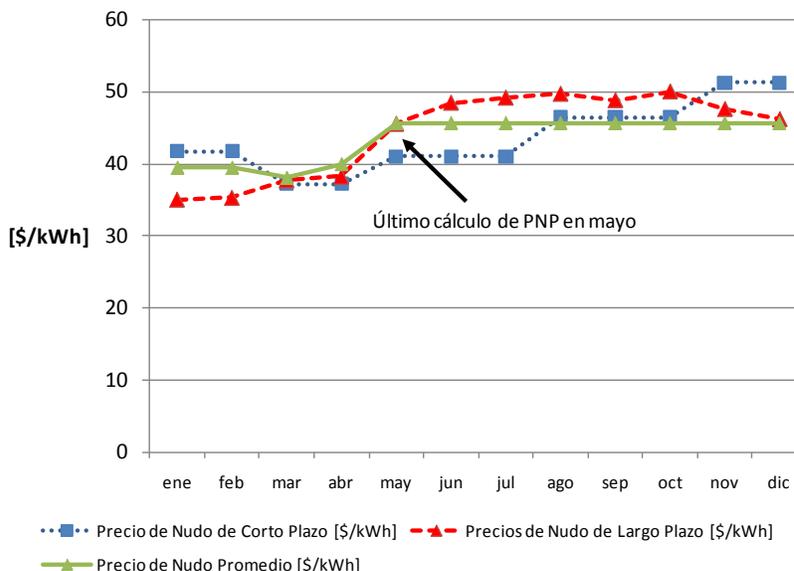
Los Precios de Nudo Promedio para cada empresa distribuidora son determinados por la CNE, los cuales deben ser actualizados cuando se cumpla al menos una de las siguientes situaciones:

- En mayo y noviembre de cada año, con motivo de la fijación del Precio de Nudo de Corto Plazo.
- Con la entrada en vigencia de un contrato de suministro.
- Cuando el Precio de Nudo de Corto Plazo o algún Precio de Nudo de Largo Plazo experimente una variación superior a un 10% producto de aplicar su fórmula de indexación.

Estas actualizaciones de precios deben ser ratificadas por la Contraloría, y su efecto es retroactivo hasta la fecha en que efectivamente debieron haber entrado en vigencia. En este contexto, el Precio de Nudo Promedio que rige en la actualidad corresponde a aquel determinado en el mes de mayo de 2010, oficializado mediante el Decreto de Precios de Nudo Promedio N° 83 de 2010, publicado en julio del mismo año. Cabe destacar que, aún cuando la Comisión Nacional de Energía ha publicado dos indexaciones de Precio de Nudo de Corto Plazo, en los meses de agosto y noviembre, los Precios de Nudo Promedio no han sido actualizados.

De acuerdo a lo anterior, las tarifas eléctricas que se observan hoy en día se encuentran calculadas en base a los niveles de precio observados en mayo de 2010, sin incluir ni el alza de los Precios de Nudo de Largo Plazo que se debiera esperar producto de indexaciones de algunos contratos a costo marginal del sistema, ni el alza del Precio de Nudo de Corto Plazo, que tiene un aumento acumulado a noviembre de más de un 30% respecto a la fijación de mayo, aún a la espera de la fijación correspondiente a octubre de 2010 (Figura 1).

Figura 1: Evolución de Precios de Nudo (Fuente: CNE)



No obstante lo anterior, en el mes de enero de 2011 entraron en vigencia los restantes contratos de suministro licitados por Chilectra, a precios más bajos respecto de los contratos de suministro vigentes a la fecha. Dado el importante volumen de energía de estos contratos, su entrada en vigencia compensará en parte el alza experimentada por los precios de nudo de largo y corto plazo desde mayo de 2010.

La entrada en vigencia de estos contratos de suministro produciría una disminución de las tarifas con respecto a diciembre del año 2010, sin embargo, esta disminución no se verá reflejada mientras no sean publicados los decretos de Precio de Nudo Promedio correspondientes, que dan cuenta de las condiciones de altos costos marginales que ha experimentado el SIC en el presente año.

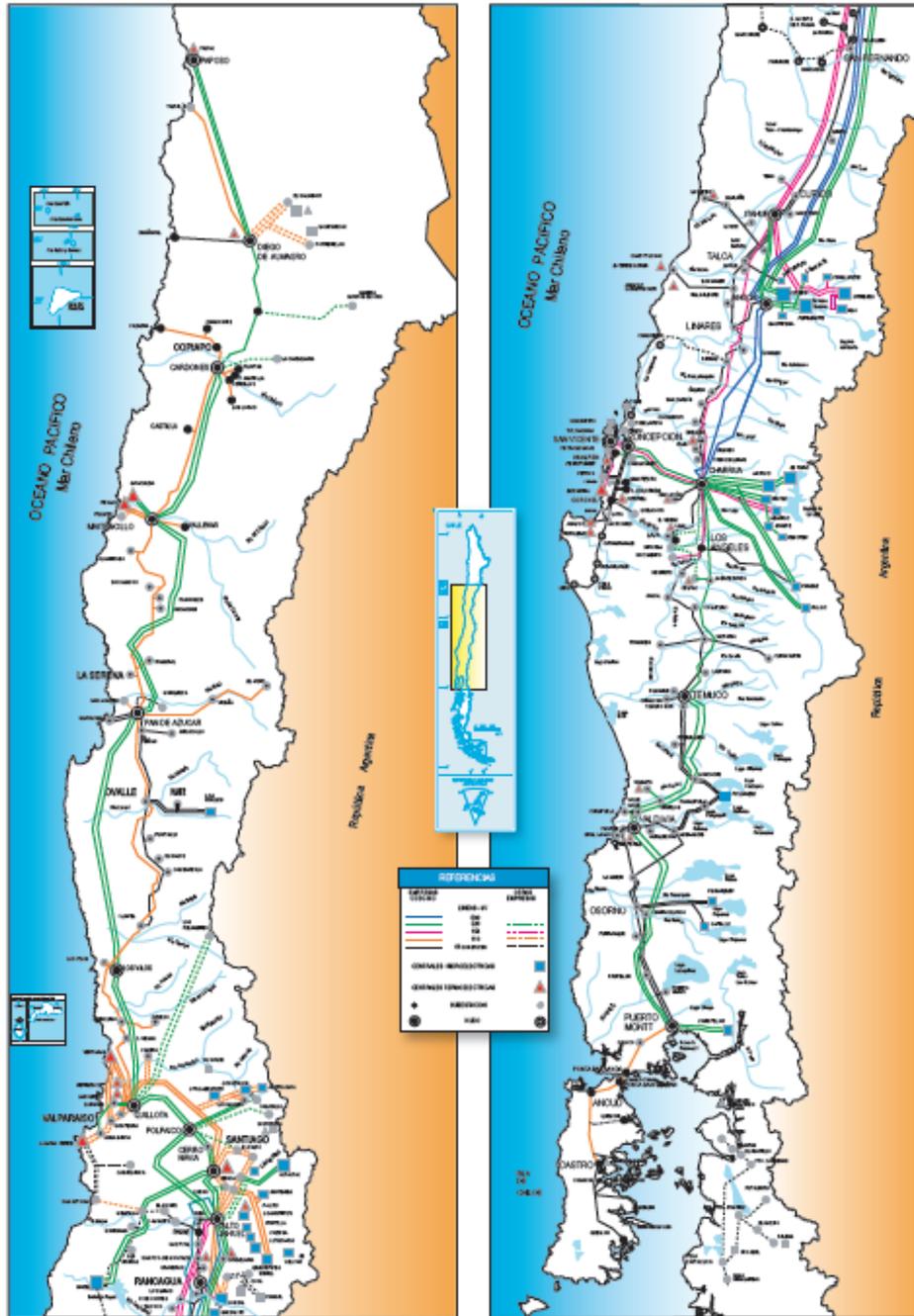
Es importante mencionar que si bien los nuevos precios rigen a partir del 1 de enero de 2011, la oficialización de los precios por parte de la Contraloría General de la República se lleva a cabo generalmente algunos meses después, siendo su valor retroactivo a partir de la fecha de vigencia respectiva.

Los antecedentes anteriores dan cuenta de un período de incertidumbre respecto de la aplicación y posterior traspaso de las tarifas a clientes regulados. Esto se debe a que nos encontramos en un período de transición, en donde coexisten contratos vigentes que utilizan el precio de nudo tradicional, fijado por la CNE, y contratos licitados por las distribuidoras vigentes a partir del año 2010. Por otra parte, los decretos que fijan las tarifas se encuentran esperando aprobación por parte de la Contraloría desde mayo del presente año, y por lo mismo, las tarifas vigentes aun se rigen por la Fijación de Precio de Nudo Promedio de mayo de 2010, mediante Decreto Supremo N° 83, sin producirse las correspondientes actualizaciones.

En consecuencia, una vez que se publique el decreto con los Precios de Nudo Promedio actualizados a enero de este año, la cuenta que pagarán los consumidores finales de las distribuidoras incorporará tanto el efecto del alza de los costos marginales en 2010, como de la entrada en vigencia de los contratos de Chilectra. Queda por ver entonces si la posible baja en el Precio de Nudo Promedio para 2011 es suficiente para contrarrestar la reliquidación pendiente de 2010, mitigando así el impacto en las cuentas de los usuarios regulados.

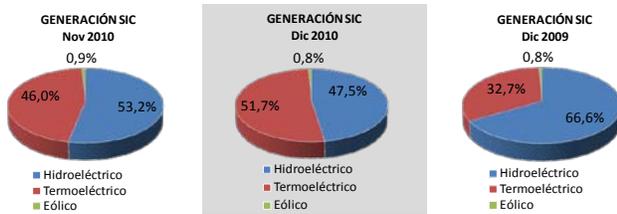
SIC

Sistema Interconectado Central



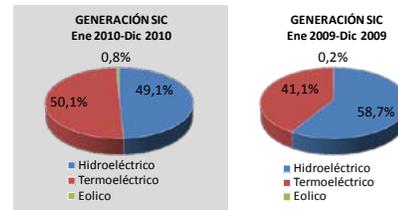
Fuente: CDEC-SIC

Figura 2: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 3: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Análisis de Generación del SIC

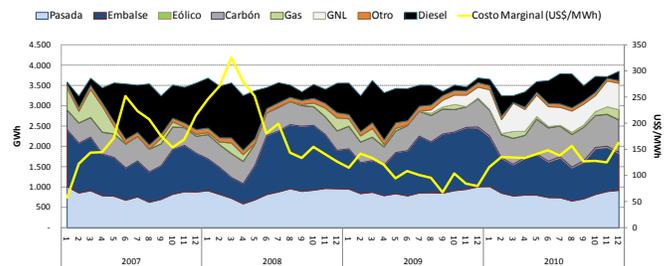
En términos generales, durante el mes de diciembre de 2010 la generación de energía en el SIC aumentó en un 3,5% respecto a noviembre, con un alza de 4,4% respecto a Diciembre de 2009.

La generación hidroeléctrica tuvo una disminución de 7,4% respecto de noviembre, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en 16,4%. De esta forma, un 47,5% de la energía consumida en el SIC en el mes de diciembre de 2010 fue abastecida por centrales hidroeléctricas. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol menor en la matriz, con un total de energía generada para el mes de diciembre de 30,68 GWh, correspondiente al 0,8% del total del mes.

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de diciembre el aporte de las centrales de embalse al sistema disminuyó en un 16,2% respecto a noviembre, mientras que la generación de las centrales de pasada tuvo un aumento de 3,2% en relación al mismo mes. Por otra parte, la generación a gas natural experimentó un alza en un 34,5% y la generación diesel una subida de 491,9%, mientras que la generación a carbón aumentó en un 1,6% y la generación a GNL un 2,5%. Se destaca de la Figura 5, que la generación con GNL representa para el mes de diciembre de 2010 un 16,9% de la matriz de energías del SIC, frente al 5,9% que representa el diesel y el 20,6% del carbón.

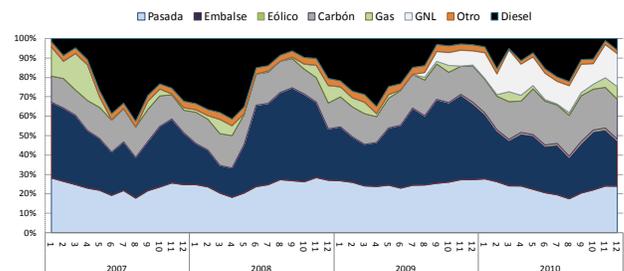
En la Figura 3 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Los costos marginales del SIC durante el mes de diciembre llegaron a un valor promedio de 162,7 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 80,0 US\$/MWh de diciembre de 2009 representa un alza de 103,3%.

Figura 4: Generación histórica SIC



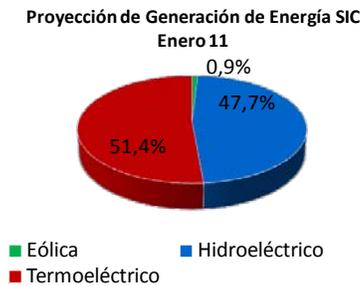
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 5: Generación histórica SIC (%)



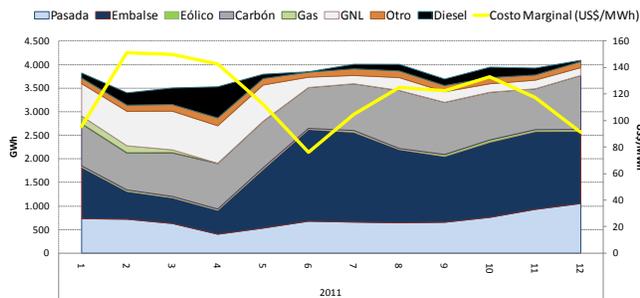
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 6: Proyección de Generación de Energía enero 2011 SIC



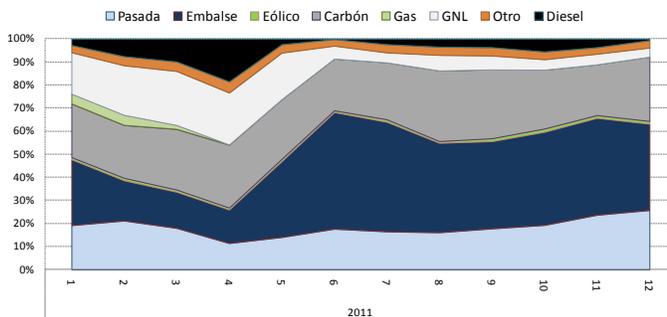
Fuente: CDEC-SIC, Syste

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 enero de 2011, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 48% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas, manteniendo la tendencia de meses anteriores. Dado lo anterior es que no se vislumbra una reducción considerable en los costos marginales en el corto plazo.

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.

De acuerdo a la proyección del CDEC, el ingreso de las centrales a carbón Bocamina II de Endesa y Santa María de Colbún se ven retrasadas conforme a lo informado por las empresas propietarias con posterioridad al terremoto del 27 de febrero, esperando el comienzo de sus operaciones a partir del segundo semestre de 2011.

Generación de Energía

Para el mes de diciembre de 2010, la generación de energía experimentó un alza de 4,4% respecto del mismo mes de 2009, con un aumento de 3,5% respecto noviembre de 2010.

Respecto a las generación real del año 2010, esta alcanzó 43.177 GWh, lo que comparado con los 41.736 GWh del año 2009 representaría un crecimiento anual para el año 2010 del 3,45% .

La Figura 10 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC. Se puede ver claramente en ella el efecto del terremoto de febrero, y el crecimiento sostenido que ha enfrentado la generación de energía a partir de dicha fecha.

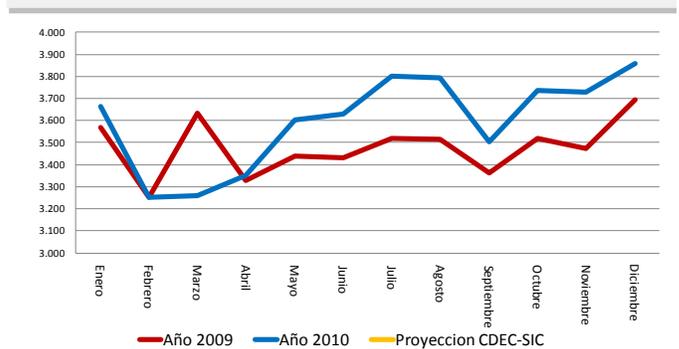
Precio de Nudo de Corto Plazo

De acuerdo a lo establecido por la Ley General de Servicios Eléctricos, los precios de nudo se calculan cada seis meses, en los meses de abril y octubre de cada año. La Ley también establece que estos valores deben reajustarse cuando, al aplicar las respectivas fórmulas de indexación, el precio de nudo de energía o potencia experimente una variación acumulada mayor al 10% dentro del semestre en el cual fueron fijados.

De esta forma, a partir del seguimiento de las fórmulas de indexación de los precios de nudo derivados de la fijación de abril de 2010, se constata que el día 1 de noviembre de 2010, el precio de nudo de la energía en el SIC alcanzó una variación acumulada al alza, superior al 10%.

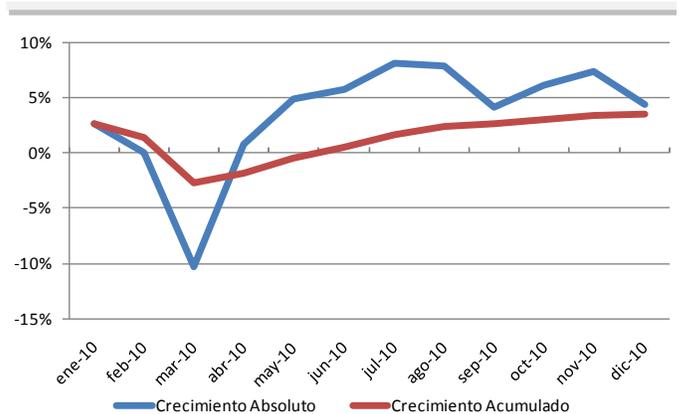
Los valores definidos por la autoridad son: 51,29 \$/kWh y 4.465,71 \$/kW/mes para el precio de la energía y potencia respectivamente en la barra Alto Jahuel 220. Esto resulta un precio monómico de 59,78 \$/kWh. Este valor representa un alza de 8% respecto al valor calculado en la indexación de agosto de 2010 (55,39 \$/kWh para el precio monómico).

Figura 9: Generación histórica de energía (GWh)



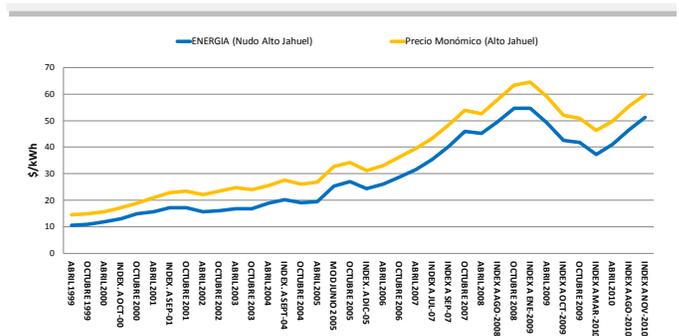
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 10: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 11: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

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, y puesto que los nuevos contratos de suministro asignados según esta modalidad empezarán a regir gradualmente a partir de este año, 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 período 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 indexará 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. El valor utilizado como base refleja el precio de suministro de largo plazo de la energía en el SIC para contratos regulados, valor fijado en 88,22 US\$/MWh. No obstante, existen condiciones que limitan el precio de la energía, el cual no podrá ser superior al menor valor entre el costo de suministro de corto plazo correspondiente y el precio promedio del diesel publicado por la Comisión (US\$/m³), este último valor ponderado por un factor de 0,322 (m³/MWh) en 2010 y 0,204 (m³/MWh) en 2011. Para el período 2012 en adelante el precio de la energía se indexa según los precios de combustibles y CPI, según sea definido en los respectivos contratos.

La Tabla 2 muestra los precios resultantes por empresa generadora del los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009. (Mayor detalle en Anexo II).

Tabla 2: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a dic-2010)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	87,9	5.419
Campanario	118,7	1.750
Colbún	80,1	6.782
Endesa	70,6	12.825
Guacolda	74,6	900
EMELDA	116,3	200
EPSA	116,3	75
Monte Redondo	116,3	275
Precio Medio de Licitación		80,23

* Precios referidos a Quillota 220

Precio de Nudo de Largo Plazo

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

En particular, el artículo 157° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, indica que los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. Adicionalmente, en el caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico, el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados. Dicho artículo entrega además a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo la responsabilidad de llevar a cabo las reliquidaciones entre empresas concesionarias originadas por la aplicación de esta metodología.

De esta forma, se calculan los reajustes de manera que ningún precio promedio por distribuidora referido a un nodo común sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema. Para el cálculo de los reajustes se tomó Quillota 220 como nodo de referencia. La Tabla 3 muestra 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 3: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios reajustados dic-2010)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación	Precio Medio Reajustado	Precio Medio Reajustado	Energía Contratada
	US\$/MWh	(Barra de Suministro) US\$/MWh	(Barra de Quillota) US\$/MWh	
Chilectra	66,63	76,85	76,22	4.500
Chilquinta	103,95	92,30	92,30	2.567
EMEL	80,71	90,93	90,93	2.007
CGE	109,36	98,02	92,30	7.220
SAESA	77,43	87,65	88,70	4.432

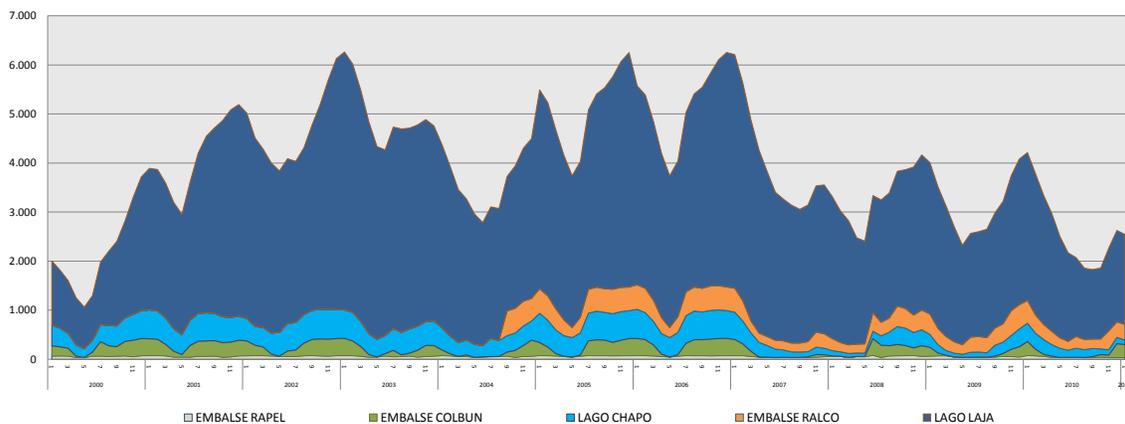
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a diciembre de 2010 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 87,91 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220. La fuerte alza del precio de nudo se debe de cierta forma por el alza en el costo de suministro de largo plazo calculado por la CNE y publicado en su página web, valor con el cual son indexados los contratos del tercer proceso de licitación para los años 2010-2011 y primer semestre del año 2012. Cabe destacar que el análisis que involucra la banda del 5% se realiza considerando sólo aquellos contratos que se encuentran vigentes al 2010, excluyéndose los contratos de Chilectra correspondientes al segundo proceso de licitación que comienzan a regir a partir del 2011.

Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de enero de 2011 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 2.561 GWh, lo que representa una baja de 4% respecto a lo registrado a comienzos del mes de diciembre, y una disminución de 41% respecto a enero de 2010.

En el caso particular del Lago Laja, único embalse con capacidad de regulación interanual, es importante destacar que la energía acumulada al día de hoy es un 39% menor a la disponible en enero de 2010.

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



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 4: Comparación energía promedio almacenada mensual para comienzos de mes (GWh)

		Dic 2010	Ene 2011	Ene 2010
EMBALSE	COLBUN	282	263	285
	% de la capacidad máxima	77%	72%	78%
EMBALSE	RAPEL	39	41	81
	% de la capacidad máxima	46%	48%	95%
LAGUNA	LA INVERNADA	30	14	130
	% de la capacidad máxima	23%	10%	99%
LAGO	LAJA	1.866	1.836	3.019
	% de la capacidad máxima	35%	35%	57%
LAGO	CHAPO	130	91	375
	% de la capacidad máxima	21%	14%	59%
EMBALSE	RALCO	314	317	461
	% de la capacidad máxima	62%	63%	91%

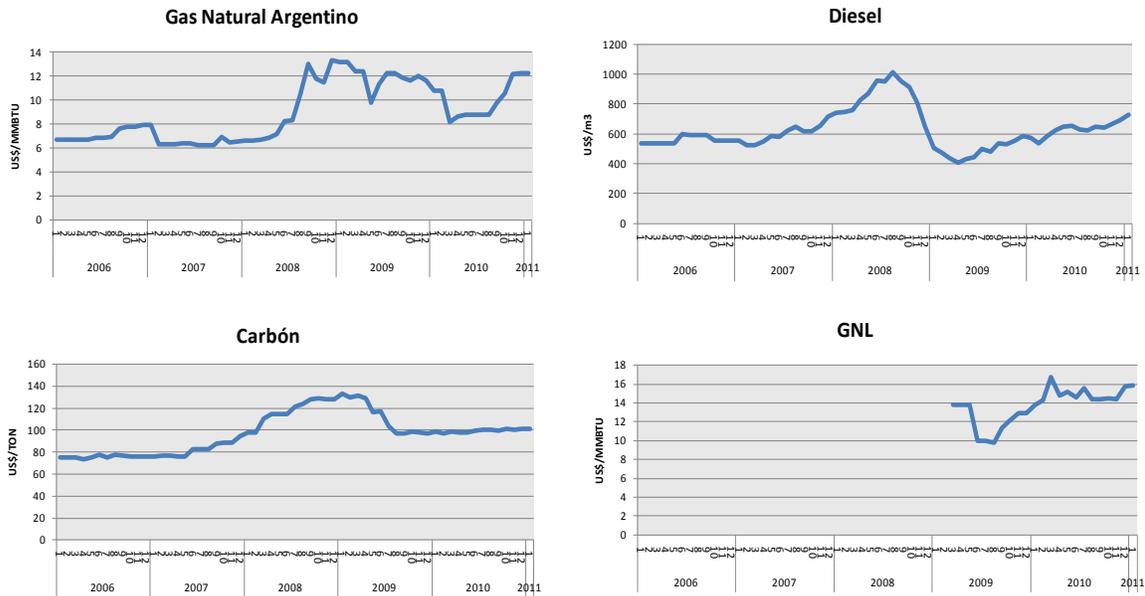
*Valores iniciales para cada mes

Fuente: CDEC-SIC, Syste

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, Systeop

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

Los costos marginales del SIC para el mes de diciembre de 2010 presentan un alza de 30,4% respecto a los registrados en el mes de octubre, con un aumento de 103,3% respecto a lo observado en diciembre de 2009.

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

Tabla 5: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2007	2008	2009	2010
Enero	57	247	115	116
Febrero	123	272	142	135
Marzo	144	325	134	135
Abril	145	280	121	133
Mayo	171	252	95	141
Junio	252	181	108	148
Julio	223	200	102	138
Agosto	208	143	96	157
Septiembre	176	134	68	127
Octubre	154	155	104	128
Noviembre	169	141	84,7	125
Diciembre	215	127	80	163

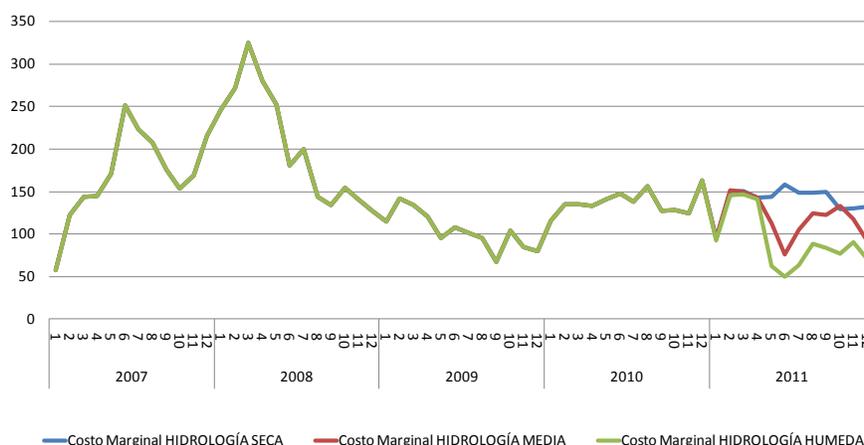
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 6: Costos marginales proyectados próximos 12 meses (US\$/MWh)

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2011	1	94,7	95,3	92,4
-	2	150,2	151,3	145,9
-	3	150,8	149,7	147,0
-	4	142,4	142,7	141,1
-	5	144,1	112,5	62,7
-	6	158,4	75,9	49,5
-	7	148,4	104,7	63,0
-	8	148,4	124,8	88,4
-	9	149,7	122,6	83,4
-	10	128,8	133,1	77,1
-	11	129,8	117,5	90,6
-	12	132,4	91,3	69,9

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

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



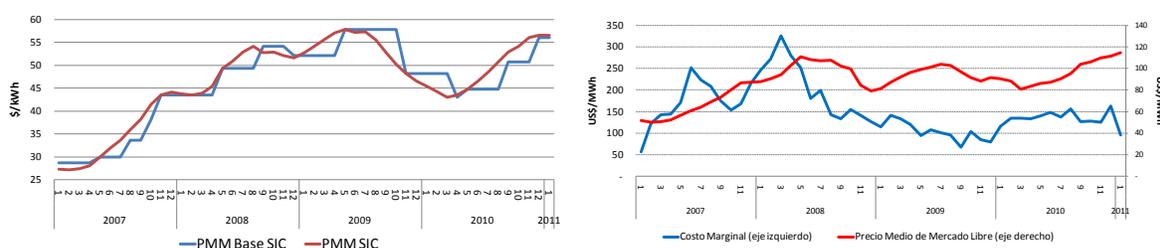
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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 3 de enero de 2011 es de 56,60 \$/kWh, lo que representa un alza de 0,95% respecto al precio definido en la indexación de noviembre de 2010 (56,07 \$/kWh).

Figura 15: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, Systepl

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.

La Tabla 7 expone los resultados obtenidos para las principales empresas actualizados al mes de noviembre de 2010.

Tabla 7: Saldo total de cuentas RM88 a noviembre 2010

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	63.521
Gener	31.987
Colbún	48.192
Guacolda	7.617
Pehuenche	9.459

Fuente: CDEC-SIC

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 8 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para el período comprendido entre enero de 2011 y enero de 2012.

En total se espera la incorporación de 971 MW de potencia. Se destaca que el ingreso de las centrales a carbón Bocamina II de Endesa y Santa María de Colbún se ven retrasadas conforme a lo informado por las empresas propietarias con posterioridad al terremoto del 27 de febrero, esperando el comienzo de sus operaciones para el segundo semestre de 2011. Además, se destaca el ingreso de la central de pasada de Chacayes (111 MW), la que se espera inicie operaciones para oct-11.

Unidades en Mantención

El plan anual de mantenimiento programado del CDEC indica la salida de operación de las siguientes centrales para los próximos 3 meses.

- Antuco (U2 por 160 MW): 10 días en enero.
- Ventanas (U1 por 120 MW): 46 días desde enero hasta febrero.
- Rapel (U1 por 70 MW): 14 días en enero.
- Rapel (U2 por 70 MW): 14 días en enero.
- Rapel (U3 por 70 MW): 7 días entre enero y febrero.
- Rapel (U4 por 70 MW): 7 días en febrero.
- Rapel (U5 por 70 MW): 14 días en febrero.
- Pehuenche (U2 por 275 MW): 15 días en febrero.
- Nueva Ventanas (370 MW): 30 días en marzo.
- Ralco (U1 por 340 MW): 10 días en marzo.
- Ralco (U2 por 340 MW): 10 días en marzo.

Tabla 8: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Neta [MW]	Potencia Max. [MW]
Hidráulicas				
Mariposas	Hidroeléctrica Rrío Lircay	Pasada	ene-11	6
Licán	Candelaria	Pasada	ene-11	17
Guayacan	Energía Coyanco	Pasada	ene-11	10,4
Chacayes	Pacific Hydro	Pasada	oct-11	111
Térmicas				
Punta Colorada Fuel I	Barrick Chile Generación	Diesel	ene-11	16,3
Campanario IV CC	Southern Cross	Diesel	ene-11	60
Calle Calle	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	Diesel	ene-11	20
Bocamina 2	Endesa	Carbón	jun-11	342
Santa María	Colbún	Carbón	ago-11	343
Eólicas				
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		feb-11	20
Biomasa				
Lautaro	Biomasa		sep-11	25
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				971

Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 9: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	6.034	8.320
Diesel	1.419	1.075
Eólico	1.731	3.750
GNL	879	527
Carbón	7.010	12.488
Otros	303	592
TOTAL	17.376	26.752
Aprobado	8.572	12.796
En Calificación	8.804	13.955
TOTAL	17.376	26.752

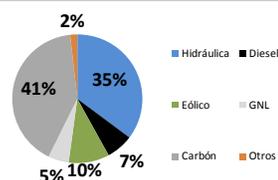
Fuente: SEIA, SysteP

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 17.376 MW (8.804 MW en calificación), con una inversión de 26.752 MMUS\$. En la Tabla 10 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo V se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

Figura 16: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



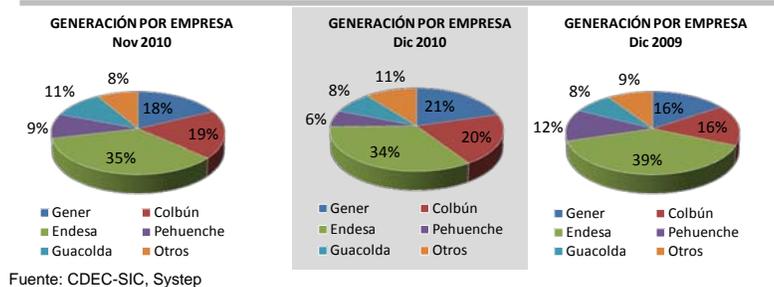
Fuente: SEIA, SysteP

Tabla 10: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HydroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	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
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
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
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	Aprobado	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	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 Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V

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 diciembre de 2010, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 34% de la producción total de energía, seguido de Gener (21%), Colbún (20%), Guacolda (8%) y Pehuenche (6%).

En un análisis por empresa se observa que, Pehuenche y Guacolda disminuyeron su producción en un 31,1% y 19,3% respectivamente en relación a Noviembre. Por otro lado Colbún, Gener y Endesa aumentaron su producción para el mismo período en un 12,4%, 19,1% y 1,2% respectivamente.

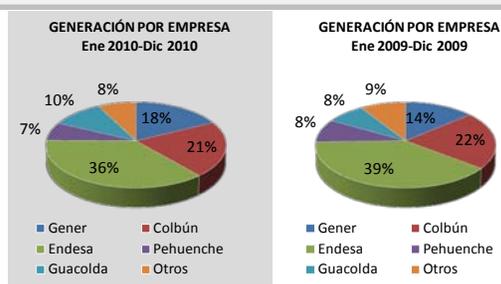
En las Figura 17 a Figura 19 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

Figura 18: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, System

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

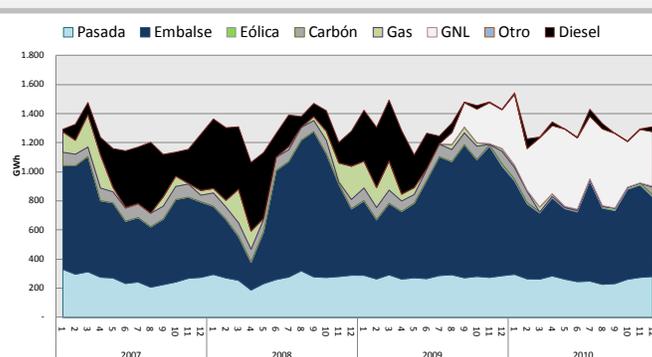


Fuente: CDEC-SIC, System

ENDESA

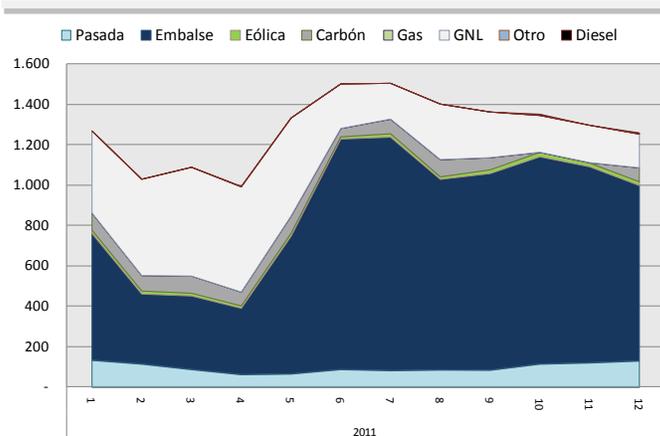
Analizando por fuente de generación, durante el mes de diciembre la producción utilizando centrales de embalse exhibe una disminución de 13,8% respecto al mes de noviembre, con una baja de 27,3% en relación a diciembre de 2009. Dicha situación se produce por la salida a mantenimiento de la central Rapel. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presenta un aumento de 2,1% respecto a noviembre, con una caída de 2,0% respecto a diciembre de 2009. La generación diesel presenta un aumento de 888,4% respecto al mes de noviembre, con una subida del 922,7% respecto a diciembre del año anterior. Tal situación se debe principalmente a la operación a pleno de las unidades Tal Tal 1 y 2. Respecto a la generación a carbón, se da cuenta del inicio de operaciones de la central Bocamina, la cual no se encontraba en servicio a partir del terremoto de febrero. Finalmente, el aporte de las centrales a GNL presenta una alza de 2,0% respecto a noviembre, con un alza del 41,1% respecto a diciembre de 2009.

Figura 20: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 21: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 11: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Nov 2010	Dic 2010	Dic 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	276	281	287	2,1%	-2,0%
Embalse	635	547	752	-13,8%	-27,3%
Gas	0	5	17	0,0%	-70,7%
GNL	367	375	265	2,0%	41,1%
Carbón	0	56	88	0,0%	-36,5%
Diésel	3	34	3	888,4%	922,7%
Eólico	15	13	18	-12,1%	-23,8%
Total	1.296	1.311	1.431		

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Ene 2010-Dic 2010	Ene 2009-Dic 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.152	3.351	-5,9%
Embalse	6.623	8.012	-17,3%
Gas	104	730	-85,8%
GNL	5.255	1.026	412,4%
Carbón	216	910	-76,3%
Diésel	240	2.244	-89,3%
Eolico	151	57	164,6%
Total	15.740	16.329	

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 13: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2010 Trim3	2010 Trim4	2009 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	711	820	845	-3,0%	15,3%
Embalse	1.713	1.800	2.452	-26,6%	5,1%
Gas	8	6	44	-85,9%	-23,6%
GNL	1.468	1.055	777	35,8%	-28,1%
Carbón	0	56	184	-69,8%	0,0%
Diésel	85	40	34	16,9%	-52,8%
Eólico	45	43	34	29,0%	-2,9%
Total	4.029	3.819	4.369		

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

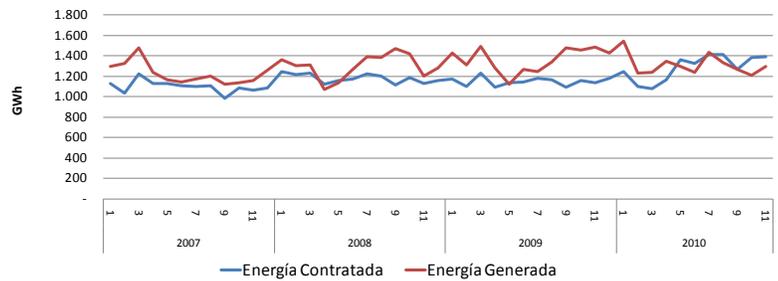
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante noviembre de 2010 fue de 1.296 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.392 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado *spot* por su carácter de deficitario.

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

Figura 22: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)

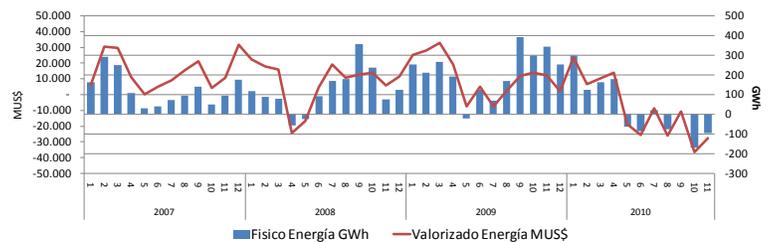


Fuente: CDEC-SIC, System

Transferencias de Energía

Durante el mes de noviembre de 2010 las transferencias de energía de Endesa ascienden a -95,9 GWh, las que son valorizadas en -27,83 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*.

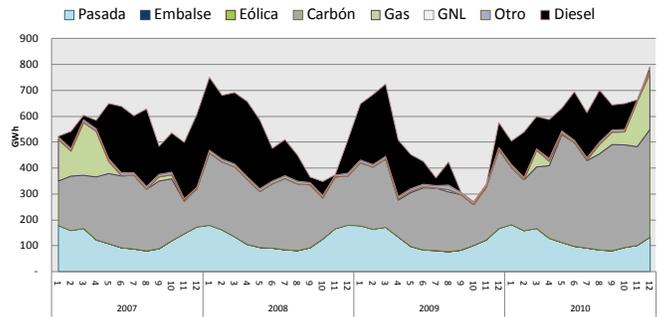
GENER

Analizando por fuente de generación, durante el mes de diciembre la producción utilizando centrales a carbón exhibe un aumento de 9,0% respecto al mes de noviembre, con un aumento de 37,1% en relación a diciembre de 2009. La generación en base a centrales de pasada muestra un alza de 30,8% respecto a noviembre, con una disminución de 20,1% en relación a diciembre del año 2009. Por su parte, las centrales diesel presentan un fuerte alza respecto al mes recién pasado, dada la operación de la central Nueva Renca Diesel. Respecto a la generación con gas, se presenta un aumento en su generación de más de un 23,7% respecto a noviembre, dada la operación de la central Nueva Renca operando con gas en parte del mes.

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

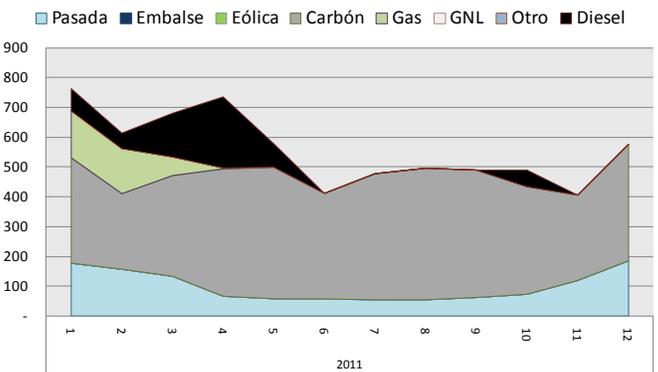
En la Figura 25 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 24: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 25: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 14: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Nov 2010	Dic 2010	Dic 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	102	134	168	30,8%	-20,1%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	174	215	1	23,7%	28473,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	382	417	304	9,0%	37,1%
Diesel	0	16	96	3370,2%	-82,9%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	5	9	8	72,7%	14,2%
Total	664	791	576		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 15: Generación Gener, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN GENER			
	Ene 2010-Dic 2010	Ene 2009-Dic 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.441	1.470	-2,0%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	612	23	2549,2%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	4.074	2.699	51,0%
Diesel	1.402	1.422	-1,4%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	96	112	-13,8%
Total	7.625	5.726	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 16: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2010 Trim3	2010 Trim4	2009 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	259	331	393	-15,8%	27,8%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	86	439	1	58189,1%	409,2%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.121	1.196	667	79,2%	6,7%
Diesel	470	117	101	16,0%	-75,1%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	24	23	23	-1,4%	-5,3%
Total	1.960	2.105	1.185		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

GENER

Generación Histórica vs Contratos

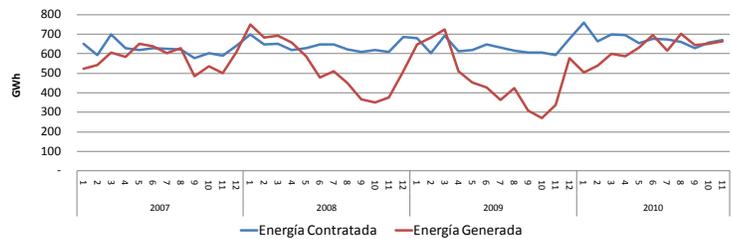
La generación real de energía para Gener durante noviembre de 2010 fue de 664 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 669 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado *spot*, por su carácter de deficitario.

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

Transferencias de Energía

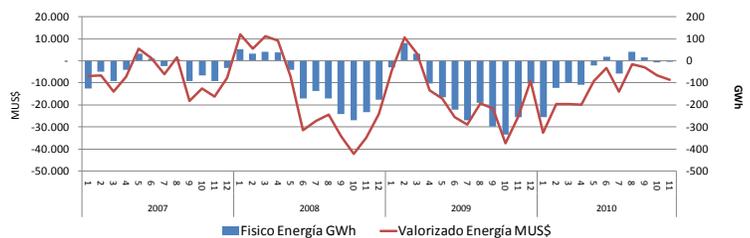
Durante el mes de noviembre de 2010 las transferencias de energía de Gener ascienden a -5,1 GWh, las que son valorizadas en -8,69 MUS\$. En la Figura 27 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.²

Figura 26: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 27: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

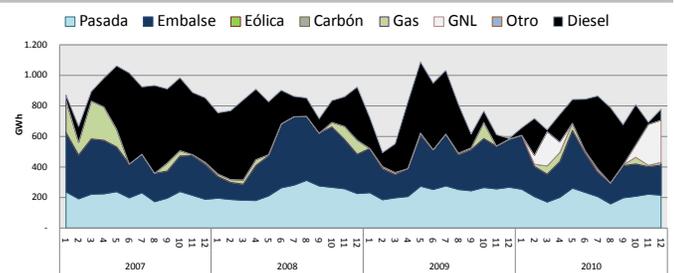
² Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el *spot*.

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, durante el mes de diciembre, la producción de las centrales de embalse exhibe una alza de 9,6% respecto al mes de noviembre, con una reducción de 36,7% en relación a diciembre de 2009. La generación de centrales diesel presenta una alza de 428,1% respecto a noviembre, con un aumento de 1618,9% respecto a diciembre de 2009. Tal situación se debe principalmente al aporte de las centrales Nehuenco Diesel, Antihue, Candelaria 1 y 2 y Los Pinos, quienes aumentaron considerablemente su generación respecto al mes anterior. Las centrales de pasada, por su parte, presentan una disminución en su aporte de un 2,9% respecto a noviembre, y una baja de 19,4% respecto a diciembre de 2009. Se destaca la generación con GNL durante mes de noviembre, la cual asciende a 277 GWh, fruto de la producción de las unidades Nehuenco I y II utilizando dicho combustible, un 3,2% más que el mes anterior.

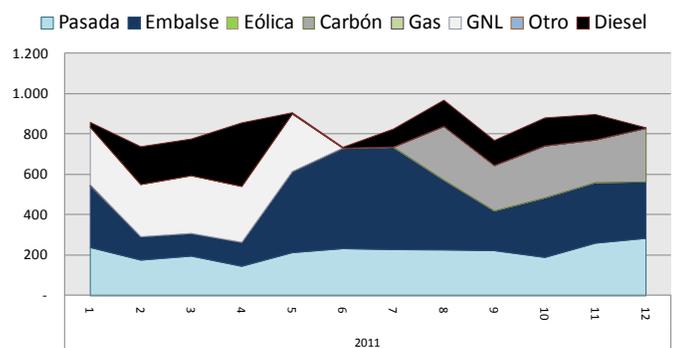
En la Figura 29 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal. Se destaca el retraso para mediados del 2011 de la central Santa María de 343 MW, primera central a carbón de la empresa.

Figura 28: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 29: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 17: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Nov 2010	Dic 2010	Dic 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	222	216	268	-2,9%	-19,4%
Embalse	181	198	313	9,6%	-36,7%
Gas	9	17	4	86,7%	349,9%
GNL	268	277	0	3,2%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	14	72	4	428,1%	1618,9%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	695	781	589		

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 18: Generación Colbún, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN COLBUN			
	Ene 2010-Dic 2010	Ene 2009-Dic 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.540	2.916	-12,9%
Embalse	2.705	3.181	-15,0%
Gas	280	178	57,4%
GNL	993	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	2.563	2.801	-8,5%
Eólico	0	0	0,0%
Total	9.081	9.075	

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 19: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2010 Trim3	2010 Trim4	2009 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	564	647	791	-18,2%	14,8%
Embalse	510	590	914	-35,4%	15,6%
Gas	13	72	111	-35,5%	453,1%
GNL	13	626	0	0,0%	4732,3%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	1.237	350	154	127,3%	-71,7%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.337	2.285	1.970		

Fuente: CDEC-SIC, Syste

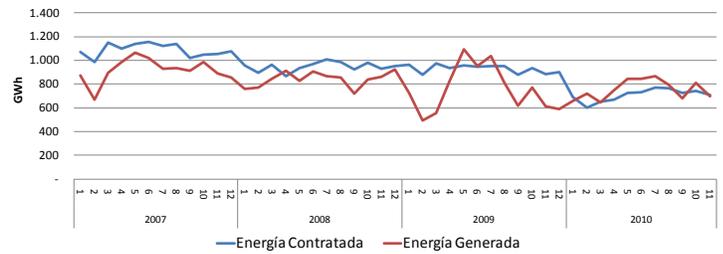
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante noviembre de 2010 fue de 695 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 708 GWh; por tanto, tuvo que realizar compras de energía a costo marginal en el mercado *spot*, por su carácter de deficitario.

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

Figura 30: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

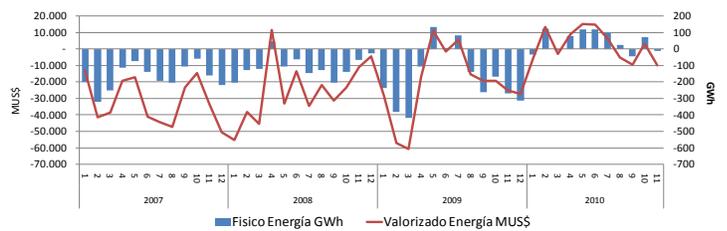


Fuente: CDEC-SIC, Systeep

Transferencias de Energía

Durante el mes de noviembre de 2010, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -13,4 GWh, las que son valorizadas en -9,94 MMUS\$. En la Figura 31 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.³

Figura 31: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systeep

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 diciembre, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe una baja de 19,3% respecto al mes de noviembre, con una subida de 8,1% en relación a diciembre de 2009.

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

Tabla 20: Generación Guacolda, mensual (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA					
	Nov 2010	Dic 2010	Dic 2009	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	399	322	298	-19,3%	8,1%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	399	322	298		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 21: Generación Guacolda, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA			
	Ene 2010-Dic 2010	Ene 2009-Dic 2009	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	4.483	3.207	39,8%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	4.483	3.207	

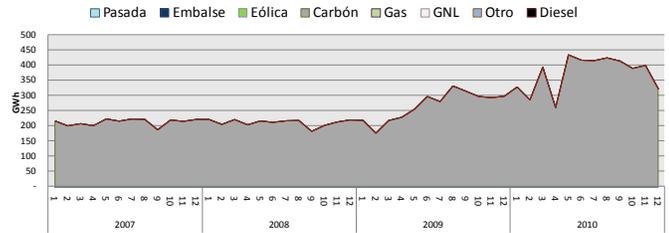
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 22: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA					
	2010 Trim3	2010 Trim4	2009 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.253	1.111	888	25,1%	-11,3%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.253	1.111	888		

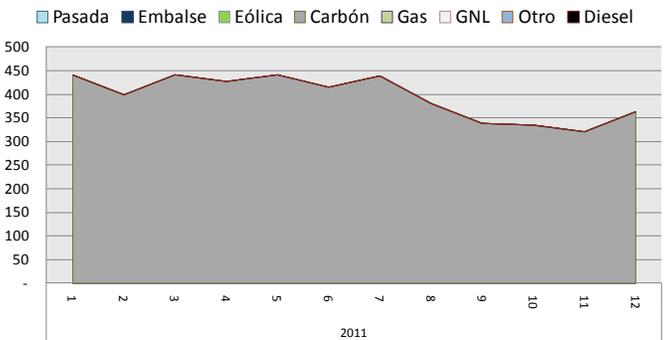
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 32: Generación histórica Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 33: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

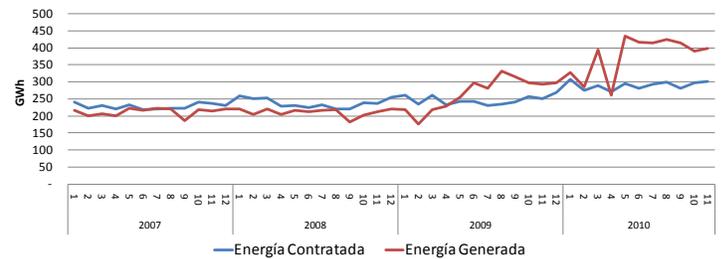
La generación real de energía para Guacolda durante noviembre de 2010 fue de 399 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 301 GWh; por tanto, tuvo que realizar ventas de energía a costo marginal en el mercado *spot*, por su carácter de excedentario.

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

Transferencias de Energía

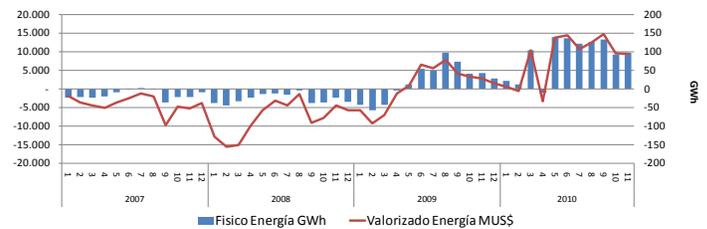
Durante el mes de noviembre de 2010, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a 97,8 GWh, las que son valorizadas en 9,35 MMUS\$. En la Figura 36 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.⁴

Figura 34: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 35: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

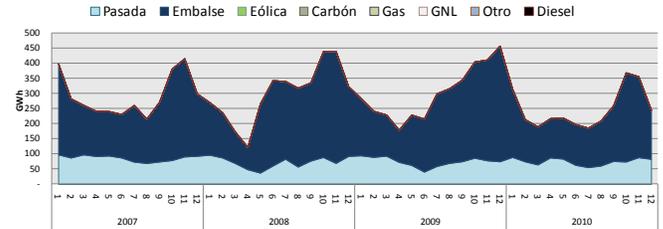
⁴ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el *spot*.

PEHUENCHE

Durante el mes de diciembre, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de 39,2% respecto al mes de noviembre, con una baja de 57,4% en relación a diciembre de 2009. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra una reducción de 6,3% respecto a noviembre, con un aumento de 10,8% en relación a diciembre de 2009.

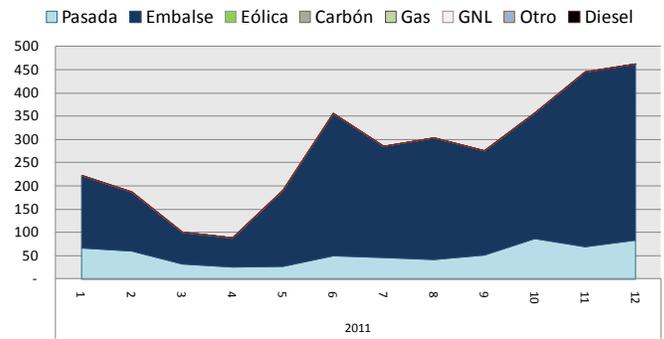
En la Figura 38 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 37: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 38: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 23: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Nov 2010	Dic 2010	Dic 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	88	82	74	-6,3%	10,8%
Embalse	269	163	383	-39,2%	-57,4%
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	356	245	458		

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 24: Generación Pehuenche, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Ene 2010-Dic 2010	Ene 2009-Dic 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	892	888	0,4%
Embalse	2.091	2.729	-23,4%
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	2.983	3.617	

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 25: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2010 Trim3	2010 Trim4	2009 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	190	243	237	2,5%	28,0%
Embalse	466	728	1.037	-29,8%	56,1%
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	656	971	1.275		

Fuente: CDEC-SIC, Syste

PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

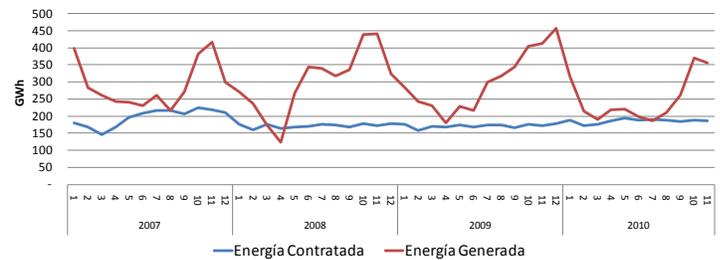
La generación real de energía para Pehuenche durante noviembre de 2010 fue de 356 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 186 GWh; por tanto tuvo que realizar ventas de energía en el mercado *spot* por su carácter de excedentario.

En la Figura 39 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

Transferencias de Energía

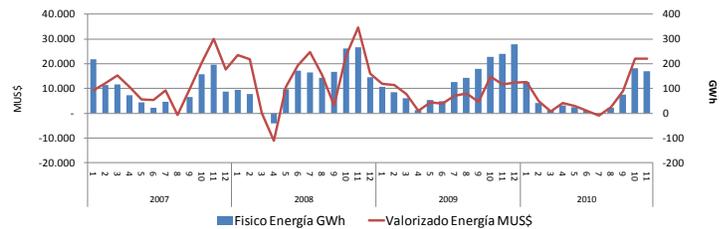
Durante el mes de noviembre de 2010 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 170,0 GWh, las que son valorizadas en 22,15 MMUS\$. En la Figura 40 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.⁵

Figura 39: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 40: 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*.

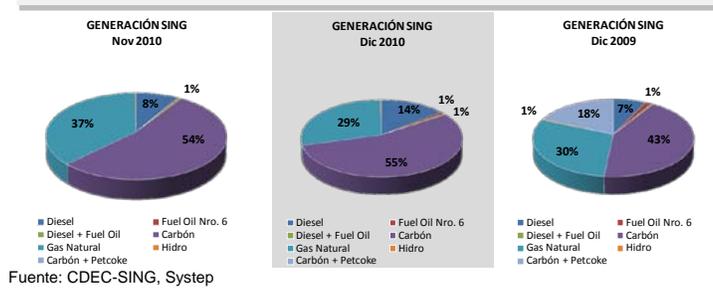
SING

Sistema Interconectado del Norte Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 41: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de diciembre de 2010 la generación de energía en el SING aumentó en un 7,4% respecto a noviembre, con un aumento de 6,5% respecto a diciembre de 2009.

Se observa que la generación diesel aumentó en un 83,7% con respecto a noviembre, mientras que la generación a carbón aumentó en un 10,3%. La generación con gas natural disminuyó en un 16,0% respecto al mes pasado.

En la Figura 42 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2007. Se observa que 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 diciembre del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 123 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa una disminución de 0,6% respecto al mes anterior.

La operación con diesel se ha mantenido en niveles altos a partir de 2007, situación que ha ido disminuyendo durante el año 2010. Adicionalmente, el reciente aumento de la participación del carbón en la generación permitió una disminución del costo marginal, como se observa en la Figura 42.

Figura 42: Generación histórica SING (GWh)

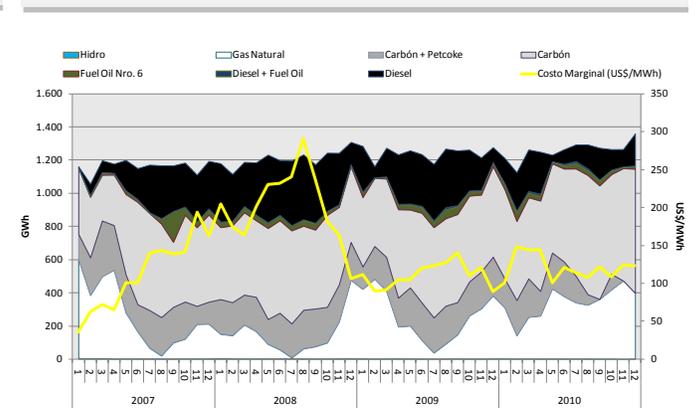


Figura 43: Generación histórica SING (%)

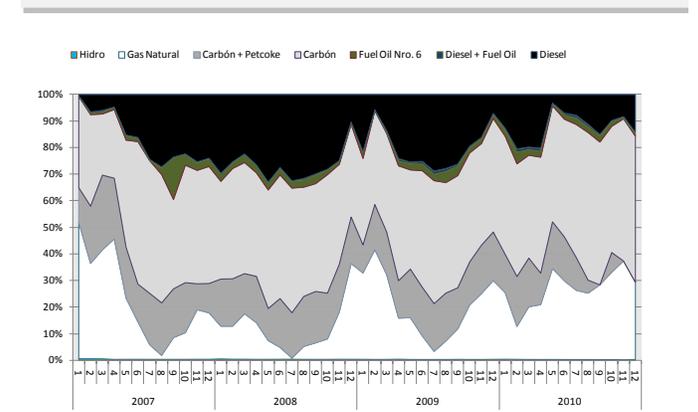
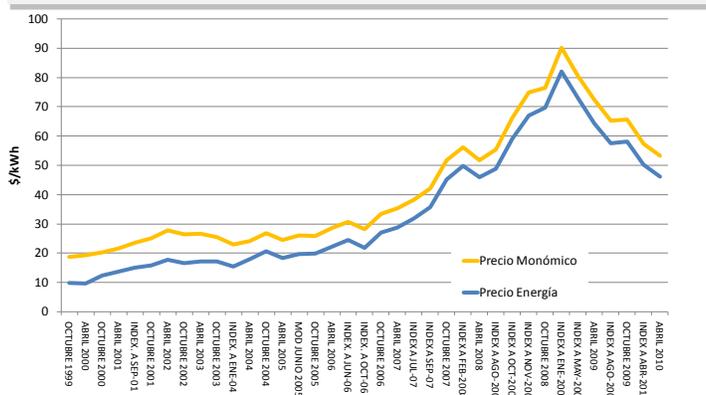
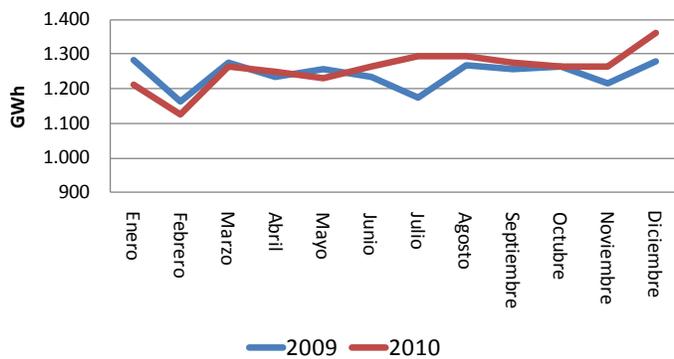


Figura 44: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Syste

Figura 45: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Syste

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

El día viernes 2 de julio fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en abril de 2010, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de mayo de 2010.

Los valores definidos por la autoridad son: 46,111 \$/kWh y 4.520,17 \$/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 53,33 \$/kWh. Este valor representa una disminución de 7% respecto a la última indexación del precio de nudo de octubre de 2009, realizada en el mes de abril de 2010.

Generación de Energía

En el mes de diciembre, la generación real del sistema fue de 1.360 GWh. Esto representa un aumento de 6,5% con respecto al mismo mes del 2009.

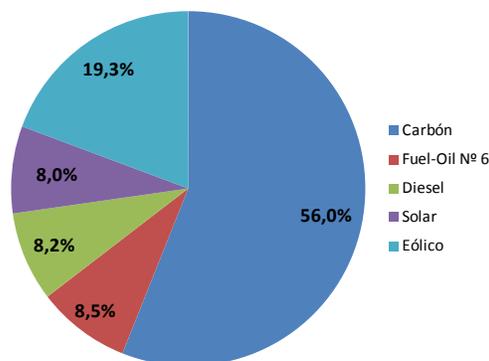
La generación acumulada a diciembre del año 2010 es de 15.100 GWh, lo que comparado con los 14.906 GWh acumulados al mismo mes del año 2009, representa un aumento de 1,3%.

Tabla 26: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.420	2.750
Fuel-Oil Nº 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	202	711
Eólico	489	1.217
TOTAL	2.534	5.320
<hr/>		
Aprobado	2.240	4.539
En Calificación	294	781
TOTAL	2.534	5.320

Fuente: SEIA, Systep

Figura 46: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systep

Tabla 27: 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
Granja Eólica Calama	CodeLco Chile, División CodeLco Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	En Calificación	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	En Calificación	Solar	Base	I
Central Termoeléctrica Salar	CodeLco Chile, División CodeLco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	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 Paríacota	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 Salar de Huasco	Element Power Chile S.A.	30	96	29-11-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica Lagunas	Element Power Chile S.A.	30	96	22-11-2010	En Calificación	Solar	Base	I
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	En Calificación	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	En Calificación	Solar	Base	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon Iñaki Segovia De Celaya	9	40	01-03-2010	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CALAMA SOLAR 1 S.A.	9	40	01-09-2009	Aprobado	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
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	En Calificación	Solar	Base	I
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrónicos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Systep

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

Los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental deben obligatoriamente someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En el caso de las centrales eléctricas, deben someterse a estudio todas aquéllas 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 27 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta diciembre de 2010, considerando aquéllos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.534 MW (294 MW en calificación), con una inversión de 5.320 MMUS\$.

Destaca en este mes el ingreso a evaluación de las plantas fotovoltaicas Pozo Almonte 1, 2 y 3 en la I Región, con capacidades instaladas de 9,3 MW, 7,8 MW y 16,6 MW e inversiones de MMUS\$ 40, MMUS\$ 40 y MMUS\$ 71, respectivamente.

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 28). 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 28: Precios de Licitación (precios indexados a diciembre de 2010)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Dic-10	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	94,96	2012

Precios de combustibles

En la Figura 47 se muestran los precios del gas natural argentino, diesel y carbón, obtenidos del resumen de precios de combustibles publicado por el CDEC-SING, calculados como el promedio de los precios informados por las empresas para sus distintas unidades de generación durante el mes anterior.

Figura 47: Valores informados por las Empresas

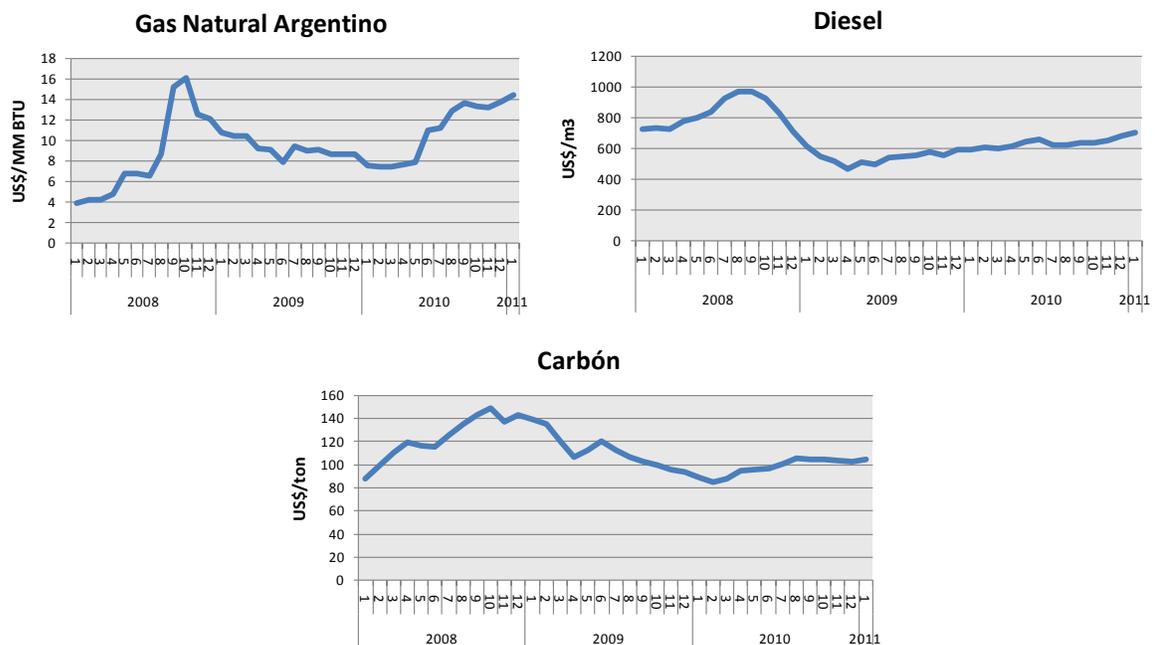


Tabla 29: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2007	2008	2009	2010
Enero	35	204	112	101
Febrero	63	174	90	148
Marzo	72	164	92	144
Abril	65	201	105	144
Mayo	101	230	105	101
Junio	101	232	120	121
Julio	140	241	123	114
Agosto	143	291	127	108
Septiembre	139	236	140	122
Octubre	141	181	110	109
Noviembre	194	164	121	124
Diciembre	163	106	89	123

Fuente: CDEC-SING, Syste

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

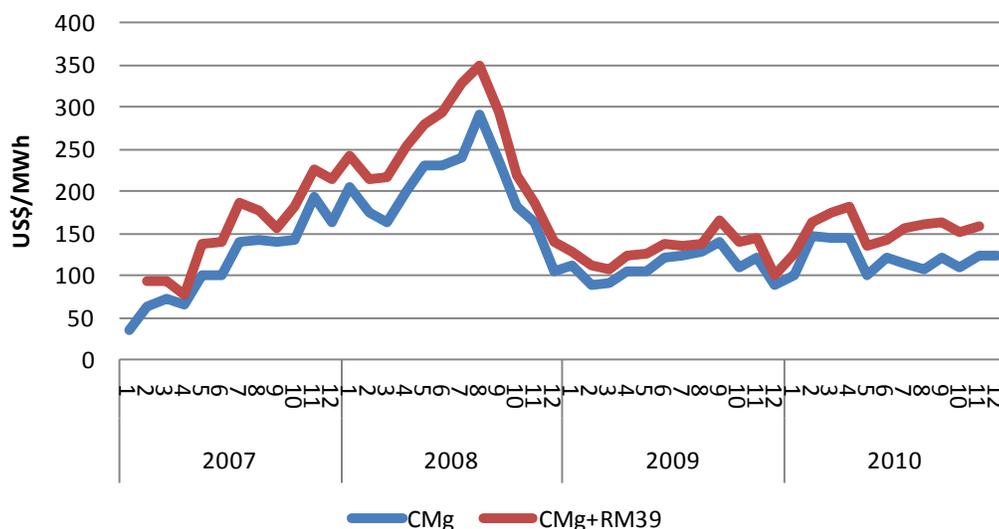
Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 2008 aumentaron los costos marginales significativamente. Posteriormente, esta tendencia se revirtió debido a la baja en el precio del petróleo diesel, no obstante se mantienen valores altos en comparación con años anteriores a la crisis del gas natural. Para el mes de diciembre, el costo marginal fue de 123 US\$/MWh, lo que representa un aumento de 37,8% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 0,6% respecto al mes de noviembre de 2010.

Al ser el SING un sistema totalmente térmico, el costo marginal está dado por los precios de los combustibles. Se espera que los costos marginales se mantengan en valores altos hasta la puesta en operación de las centrales a carbón que están en construcción.

La Figura 48 muestra la evolución del costo marginal en la barra de Crucero 220, incluyendo el valor de la RM39 con datos disponibles a partir de febrero de 2007 y hasta el mes de noviembre de 2010, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de noviembre. La RM39 compensa a los generadores que se ven perjudicados por la operación bajo las siguientes consideraciones: mayor seguridad global de servicio, pruebas y operación a mínimo técnico. Para el mes de noviembre, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 35,6 US\$/MWh.

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



Fuente: CDEC-SING, Syste

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 3 de enero de 2011 es de 62,753 \$/kWh, que representa un alza de 1,73% respecto al Precio Medio Base (61,683 \$/kWh) definido en la fijación de abril de 2010.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 30 muestra las obras de generación en construcción, según datos entregados por la CNE en el informe preliminar de precio nudo del mes de octubre de 2010, junto con actualizaciones del CDEC.

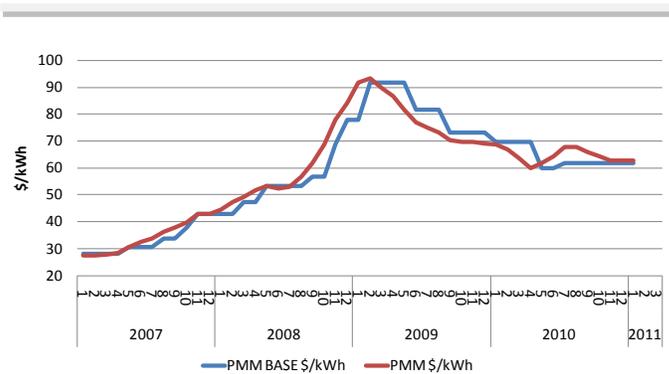
En total se incorporarán 395 MW de potencia entre tres unidades a carbón, las que entrarán en funcionamiento en un horizonte de 2 años. Destaca en los meses de noviembre y diciembre la operación en fase de pruebas de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW) y la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), que operan con carbón como combustible.

Unidades en Mantenimiento

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

- NTO2 (Norgener): 141 MW en marzo.
- U12 (Tocopilla): 85 MW en febrero y marzo.
- U16 (Tocopilla): 400 MW en enero.
- U15 (Tocopilla): 132 MW en enero.
- TG2A (Atacama): 130 MW entre enero y marzo.

Figura 49: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systeop

Tabla 30: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Max.	Neta
Térmicas				
HORNITOS	Suez Energy Andino S.A.	Carbón	Abr-11	165
ANGAMOS II	AES Gener	Carbón	Oct-11	230
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				395

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.

Al mes de diciembre de 2010, el actor más importante del mercado es Electroandina, con un 35% de la producción total de energía, seguido por GasAtacama, Norgener y E-CL con un 25%, 15% y 15%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que E-CL, GasAtacama, Norgener y Electroandina aumentaron su producción en un 76,1%, 31,0%, 5,6% y 3,9%, respectivamente, en relación a noviembre de 2010. Por su parte AES Gener y Celta vieron para el mismo período disminuida su producción en un 75,9% y 11,7%, respectivamente. En la Figura 50 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 51 se presentan las transferencias de energía de las empresas en noviembre de 2010. Se observa que el mayor cambio con respecto al mes anterior se da en Electroandina y Norgener, en donde ambas cambiaron su condición de deficitaria a excedentaria respecto al mes anterior.

Figura 50: Energía generada por empresa, mensual

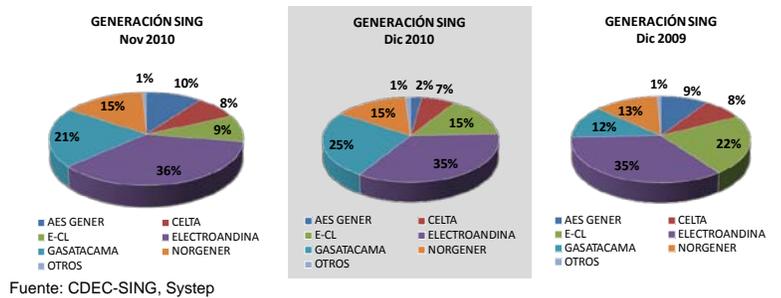
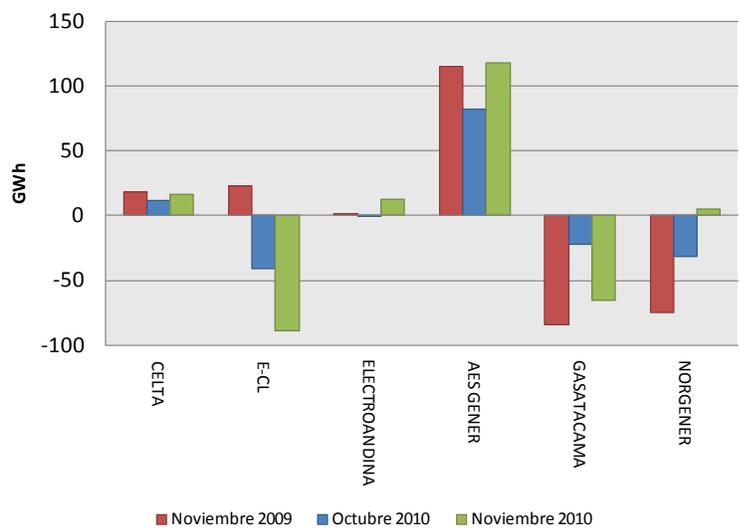


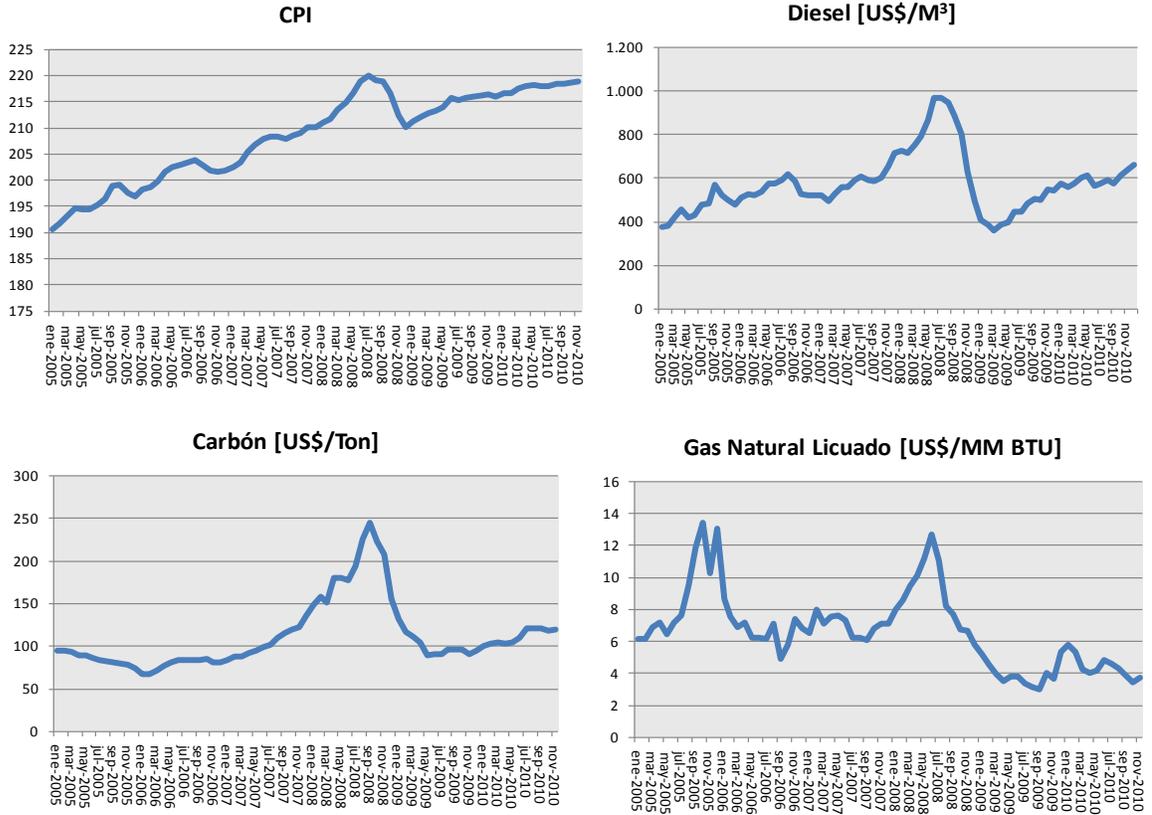
Figura 51: Transferencias de energía por empresa, mensual



ANEXOS

Índice Precio de Combustibles

Figura I-I: Índice Precio de Combustibles



Fuente:
<http://data.bls.gov/> (<http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>) (U.S. All items, 1982-84=100 - CUUR0000SA0)
 Henry Hub Spot (http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip)
 Petróleo diesel grado B (http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip)
 Carbón Térmico Eq. 7.000 KCAL/KG (http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip)

Figura II-I: Precios de Indexación a Diciembre de 2010

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Dic-10 Barra Suministro	Indexado Dic-10 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	80,8	80,2	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	80,4	79,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	80,7	80,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	119,8	119,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	120,5	120,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	121,2	121,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	122,6	122,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	123,3	123,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	124,0	124,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	124,3	124,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	124,3	124,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	124,3	124,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	124,3	124,3	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	103,4	103,4	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	92,1	92,1	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	69,2	67,8	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	124,5	116,3	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	124,5	121,3	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	124,5	121,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	79,7	78,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	124,5	116,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,5	116,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,5	116,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,5	116,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,5	116,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,5	116,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,5	116,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,5	116,3	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	76,1	78,3	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	77,6	79,7	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	61,7	60,4	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	61,3	60,1	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	57,9	60,9	59,6	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	124,5	116,3	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	124,5	116,3	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	124,5	116,3	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	124,5	116,3	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	124,5	116,3	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	56,8	56,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	64,0	63,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	124,5	116,3	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	56,3	55,8	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	56,6	56,1	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	56,4	56,4	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	55,4	55,4	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	124,3	124,3	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	61,4	61,4	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	52,0	53,4	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	55,9	54,8	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	55,9	54,8	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	124,5	116,3	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	124,5	116,3	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	124,5	116,3	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	124,5	116,3	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	124,5	116,3	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	75,2	74,6	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	124,5	116,3	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	124,5	116,3	2010

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio US\$/MWh	Fórmula de Indexación								
				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	57,85	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%		-	-	-
Chilectra	AES Gener	1.800	65,80	206,69	93,99	7,31	557,33	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	EMPSA	75	105,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%		-	-	-
CGE	EMELDA	50	106,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%		-	-	-

Fuente: Systep

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

La generación en el SIC en el mes de Diciembre, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un -25,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un -7,4% en comparación al mes recién pasado, y de un -13,4% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -37,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un -16,2% en comparación al mes recién pasado, y de un -18,0% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -8,5% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 3,2% en comparación al mes recién pasado, y de un -7,3% en relación a los últimos 12 meses.

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

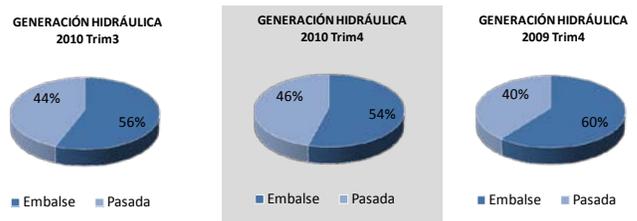
GENERACION HIDRÁULICA			
	Nov 2010	Dic 2010	Dic 2009
Embalse	1.084	908	1.448
Pasada	897	926	1.012
Total	1.981	1.834	2.460



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

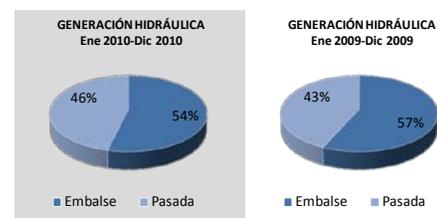
GENERACION HIDRÁULICA			
	2010 Trim3	2010 Trim4	2009 Trim4
Embalse	2.689	3.118	4.404
Pasada	2.125	2.647	2.881
Total	4.815	5.765	7.284



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

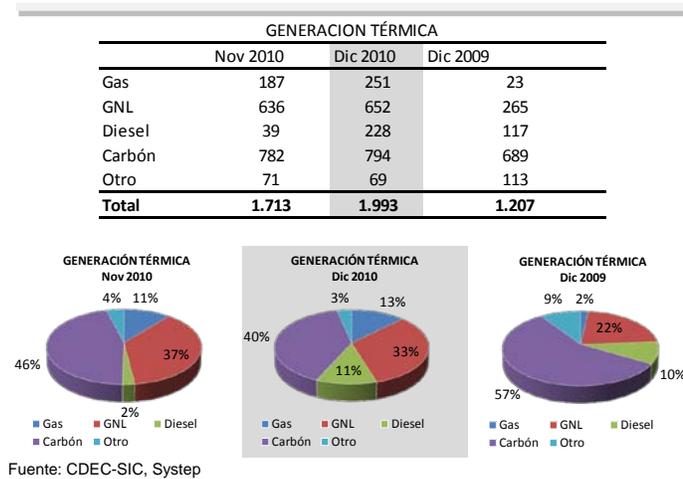
Figura III-III: Análisis Hidro-Generación, últimos 12 meses (GWh)

GENERACION HIDRÁULICA		
	Ene 2010-Dic 2010	Ene 2009-Dic 2009
Embalse	11.419	13.921
Pasada	9.800	10.574
Total	21.218	24.495



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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



Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de Diciembre, muestra una variación de un 65,1% respecto al mismo mes del año anterior, de un 16,4% en comparación al mes recién pasado, y de un 26% 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 34,5% en comparación al mes recién pasado, y de un 13,4% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de 145,5% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un 2,5% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de 95,2% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 491,9% en comparación al mes recién pasado, y de un -33,1% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 15,2% respecto al mismo mes del año anterior, de un 1,6% en comparación al mes recién pasado, y de un 28,7% 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 -39,5% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -2,9% en comparación al mes recién pasado, y de un -37,5% en relación a los últimos 12 meses.

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

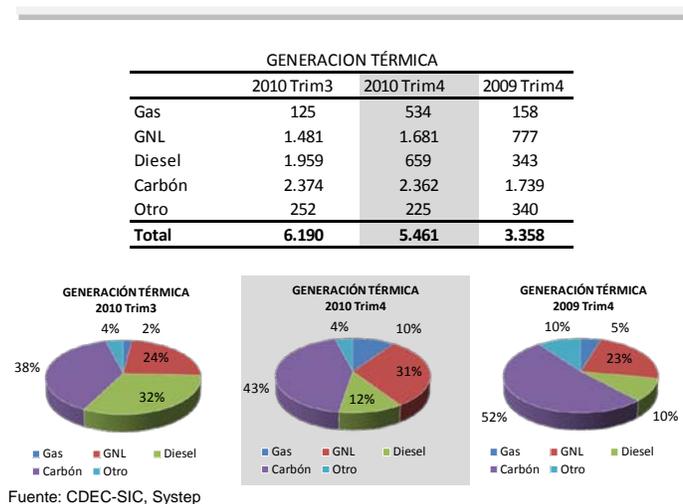
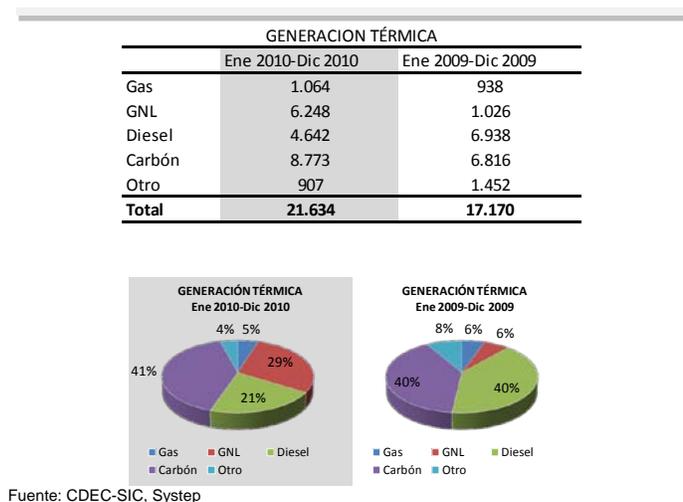


Figura III-VI Análisis Termo-Generación, últimos 12 meses (GWh)



RM 88

Tabla IV-I Resumen por empresas a noviembre 2010 (\$)

EMPRESA	Total Saldo Acumulado Noviembre-10 \$
CENELCA	-
PEHUENCHE	9.459.436.577
COLBUN	48.191.924.975
ENDESA	63.521.367.086
SGA	2.094.458.551
PUYEHUE	759.708.701
GUACOLDA	7.616.797.818
GENER	20.289.382.371
ESSA	11.697.716.746
IBENER	1.274.934.330
ARAUCO	4.012.189.062
CAMPANARIO	3.616.714.117
ELEKTRAGEN	870.809.853
NUEVA ENERGIA	288.609.736
SC DEL MAIPO	50.341.720
TECNORED	346.523.487
POTENCIA CHILE	1.369.407.868
PSEG	-
GESAN	9.416.084
PACIFIC HYDRO	69.915.722
LA HIGUERA	565.122.740
HIDROMAULE	148.636.919
ELECTRICA CENIZAS	41.180.954
EPSA	115.948.154
EL MANZANO	16.233.737
LOS ESPINOS	267.654.342
ENLASA	417.733.922
CRISTORO	1.626.453
PETROPOWER	949.465.113
GAS SUR	15.174.860
ORAF TI	169.710
PANGUIPULLI	-
HIDROELEC	76.034
NORVIND	-
MONTE REDONDO	-
PACIFICO	10.516.017
TOTAL	178.089.193.758

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	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	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
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Coriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
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 MAPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	Aprobado	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Cobún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
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	Cobún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	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 Chilé	EcoPower SAC	112	235	04-10-2010	En Calificación	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
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 Ruz-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 Cauñín 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 Nº 2	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90	41	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 80 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	En Calificación	Eólico	Base	X
DIA Parque Eólico El Pacífico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Baullista Bosch Ostalé	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo FO 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 Maltencillo	Empresa Eléctrica Valenar	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
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 Pímaquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pímaquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Piquenes	SW Business S.A.	50	82	22-01-2010	En Calificación	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48	108	17-06-2010	Aprobado	Eólico	Base	IX
Centrales Hidroeléctricas Río Puelche	HYDROCHILE SA	50	140	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Novind 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
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-	Albeno Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chilobé S.A.	36	100	27-10-2010	En Calificación	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan Central Trupan	Asociación de Canalistas Canal Zafartu	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	En Calificación	Biomasa	Base	VI
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
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	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
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
Central Hidroeléctrica Awas Calientes CHAguaCalientes	HYDROCHILE SA	24	80	15-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
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
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualdad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XV
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA EN NORSKE SKOG BIO BID	Papeles Norske Skog Bio Bio Limitada	20	60,0	30-11-2010	En Calificación	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	Hydroangel S.A.	19	45,0	02-06-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XV
Central de Pasada Carilatuquén-Malacahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Hornopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Eléctrica Cerizas	Eléctrica Cerizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
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 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
"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 Nº6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Comentoso	Hydroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Providencia	Inversiones Herborn Ltda.	13	30	14-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica Butamalal, Región del Bio-CH Butamalal (e-seia)	RPI Chile Energías Renovables S.A.	11	25	24-10-2008	Aprobado	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
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
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 Piriquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco, Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallena	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPL CH Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
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 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	En Calificación	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 HIDROELÉCTRICA DONGO	HIDROELÉCTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	South Pacific Corp 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
MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Central Hidroeléctrica Río Husco	Hidroeléctrica Río Husco S.A.	4,3	9	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	III
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº2	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 Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao	Hidroenergías S.A.	7,5	3,2	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canalistas del Lago	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII

Systep Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago
Fono: 56-2-2320501
Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard
Director
hrudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout
Gerente General
smocarquer@systep.cl

Pedro Miquel Durán
Ingeniero Senior
pmiquel@systep.cl

Juan Pablo Díaz Vera
Ingeniero Senior
jpgdiaz@systep.cl

Oscar Álamos Guzmán
Ingeniero de Estudios
oalamos@systep.cl

Pablo Lecaros Vargas
Ingeniero de Estudios
plecaros@systep.cl

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite
nuestra página Web:
www.systep.cl

Contacto:
reporte@systep.cl

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

El presente documento es para fines informativos únicamente, por los que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, desligándose Systep Ingeniería y Diseños de los resultados obtenidos, directa o indirectamente, producto de dichas acciones.

La veracidad de la información recopilada en el presente documento no es puesta en duda por Systep Ingeniería y Diseños, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, estimaciones y proyecciones de resultados, reflejan distintos supuestos definidos por Systep Ingeniería y Diseños, los que pueden o no estar sujetos a discusión.

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

