Systep Ingeniería y Diseños
Fono: 56-2-2320501 |Web: www.systep.cl| Contacto: reporte@systep.cl

[Volumen 3, número 12]

Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Diciembre 2010

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

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

Gobierno encarga estudio para definir ubicación de nuevas centrales a carbón. (La Tercera, 09/12/10)

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)

Catastro energético del gobierno: existen 8.000 MW en proyectos aprobados ambientalmente. (Diario Financiero, 02/12/10)

Sólo una central eléctrica a carbón cumple con nuevas normas de emisiones. (La Tercera, 02/12/10)

Corema de Atacama mantiene suspensión de trámite ambiental de la termoeléctrica Castilla. (El Mercurio, 02/12/10)

Endesa Chile reingresa a tramitación estudio de impacto ambiental de central Neltume. (Endesa, 01/12/10)

Juan Manuel Contreras: interconexión SIC-SING podría estar operando el 2017. (Estrategia, 01/12/10)

Bajan a menos de 200 preguntas de servicios públicos a HidroAysén. (El Mercurio, 26/11/10)

Proyectos mineros en Atacama requerirían cerca de 2.000 MW de nueva capacidad eléctrica. (El Mercurio, 17/11/10)

Suprema declara ilegal calificación industrial de central Castilla y MPX ve rápida solución. (El Mercurio, 16/11/10)

Endesa se abre a opción que otras empresas usen terminal de GNL. (La Tercera, 12/11/10)

GNL Mejillones aprueba construcción de estanque de almacenaje en tierra. (Codelco, 08/11/10)

Chile cuadriplicará Gases de Efecto Invernadero a 2030. (Estrategia, 08/11/10)

Transelec estima que red eléctrica requiere inversión por US$ 700 millones. (El Mercurio, 05/11/10)

Editorial

Información y discusión pública sobre temas energéticos y ambientales

Una reciente encuesta de la Fundación Jaime Guzmán[1] buscó conocer la percepción de la ciudadanía de los problemas ambientales y su relación con el desarrollo energético. La encuesta telefónica se aplicó en el mes de noviembre a 506 personas mayores de 18 años de la Región Metropolitana. Aunque algunas preguntas de la encuesta dejan dudas de la fortaleza de la metodología utilizada, de su diseño experimental y de su imparcialidad, lo cual puede invalidar muchas de las respuestas, la encuesta entrega señales de interés para el sector.

Es sugestivo que de los temas planteados, el tema ecología y medio ambiente sea el que más interesa a los encuestados; sorprenden sí las diferencias entre clases sociales. Las respuestas claramente demuestran una población muy permeada por los temas ambientales, con respuestas fervientes en muchos casos, pero también con información incompleta del mundo energético.

Es interesante también la urgencia que los encuestados dan a la necesidad de aumentar la matriz energética; las crisis recientes de suministro y los altos niveles de precios pueden estar tras esta respuesta.

Una señal que entrega la encuesta es sobre la necesidad de informar a la población del país sobre temas energéticos, particularmente en relación a los costos de las alternativas de suministro. La prensa financiera del país entrega a diario detallada información de desarrollos e inversiones en el sector, por ejemplo destacando recientemente que energía es el sector más dinámico de la economía chilena, después de minería. Sin embargo, el mismo nivel de información sobre las alternativas de suministro y sus costos e impactos no llega a la población en general.

Hay un claro desconocimiento de los encuestados de los costos efectivos de las distintas tecnologías de generación. La mayoría considera que las energías más baratas son la eólica y la solar; probablemente perciben que como el sol y el viento están disponibles gratuitamente en la naturaleza, su costo es bajo, desconociendo que las tecnologías para transformar dichas energías en energía eléctrica o térmica no están maduras y sus respectivas inversiones aún resultan muy altas. Si bien el costo variable de estas tecnologías es prácticamente nulo, el costo de inversión es alto, lo que aún no las hace competitivas. No por nada los inversionistas en energía eólica en Chile están pidiendo mayor apoyo al gobierno para instalar los 1.800 MW que están aprobados ambientalmente y que de otra manera será difícil que se instalen. Como ejemplo de los recursos involucrados, en Alemania el sistema de subsidios a las energías renovables implicó en 2009 un costo adicional de 4,6 mil millones de euros para los usuarios finales, y están surgiendo críticas, como en España, por el impacto que ello tiene en las tarifas eléctricas. Esta diferencia de valores se evidencia en la estructura de costos que se incluye en el documento de la Fundación, donde el viento y la solar son energías más caras que las tecnologías tradicionales (valores proyectados para Estados Unidos al 2016).

[1] http://www.fjguzman.cl/interna_noticias.php?id=19068

Tabla 1: Costos de desarrollo unidades generadoras (Fuente: IEA, Annual Energy Outlook 2010)

Tipo de Planta	Factor de Planta (%)	Costos de Desarrollo para EE.UU. (2008 $/MWh) para Plantas Entrando en Funcionamiento en 2016				
		Costo de Desarrollo	O&M Fijos	O&M Variable (incluyendo combustible)	Inversión en Transmisión	Costo Total de Desarrollo
Carbón						
Carbón Convencional	85	69,2	3,8	23,9	3,6	100,4
Carbón Avanzado	85	81,2	5,3	20,4	3,6	110,5
Carbón Avanzado con CCS	85	92,6	6,3	26,4	3,9	129,3
Gas Natural						
Ciclo Combinado Convencional	87	22,9	1,7	54,9	3,6	83,1
Ciclo Combinado Avanzado	87	22,4	1,6	51,7	3,6	79,3
Ciclo Combinado Avanzado con CCS	87	43,8	2,7	63,0	3,8	113,3
Turbina de Combustión Convencional	30	41,1	4,7	82,9	10,8	139,5
Turbina de Combustión Convencional Avanzada	30	38,5	4,1	70,0	10,8	123,5
Nuclear Avanzada	90	94,9	11,7	9,4	3,0	119,0
Eólico	34	130,5	10,4	0,0	8,4	149,3
Eólico - *Offshore*	39	159,9	23,8	0,0	7,4	191,1
Solar PV	22	376,8	6,4	0,0	13,0	396,1
Solar Térmico	31	224,4	21,8	0,0	10,4	256,6
Geotérmico	90	88,0	22,9	0,0	4,8	115,7
Biomasa	83	73,3	9,1	24,9	3,8	111,0
Hidro	51	103,7	3,5	7,1	5,7	119,9

*O&M: costos de operación y mantenimiento

Fuente: Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2010, December 2009. DOE/EIA-0383 (2009)

La responsabilidad de informar a la población sobre temas energéticos como los encuestados cae esencialmente en el gobierno y en las empresas del sector, en un contexto regulatorio donde son los privados los que van orientando las decisiones de inversión. El gobierno ya ha manifestado su preocupación al respecto, con motivo de una encuesta que se realizara el año 2009 para medir la percepción de la población respecto de la hipótesis de que en Chile se construya una planta de energía nuclear. El gobierno ha constatado una desinformación generalizada de la población sobre la energía y ha advertido que un programa nuclear sólo avanzará en la medida que exista consenso social en torno a su importancia. Está por verse como aborda campañas de difusión e información en la materia.

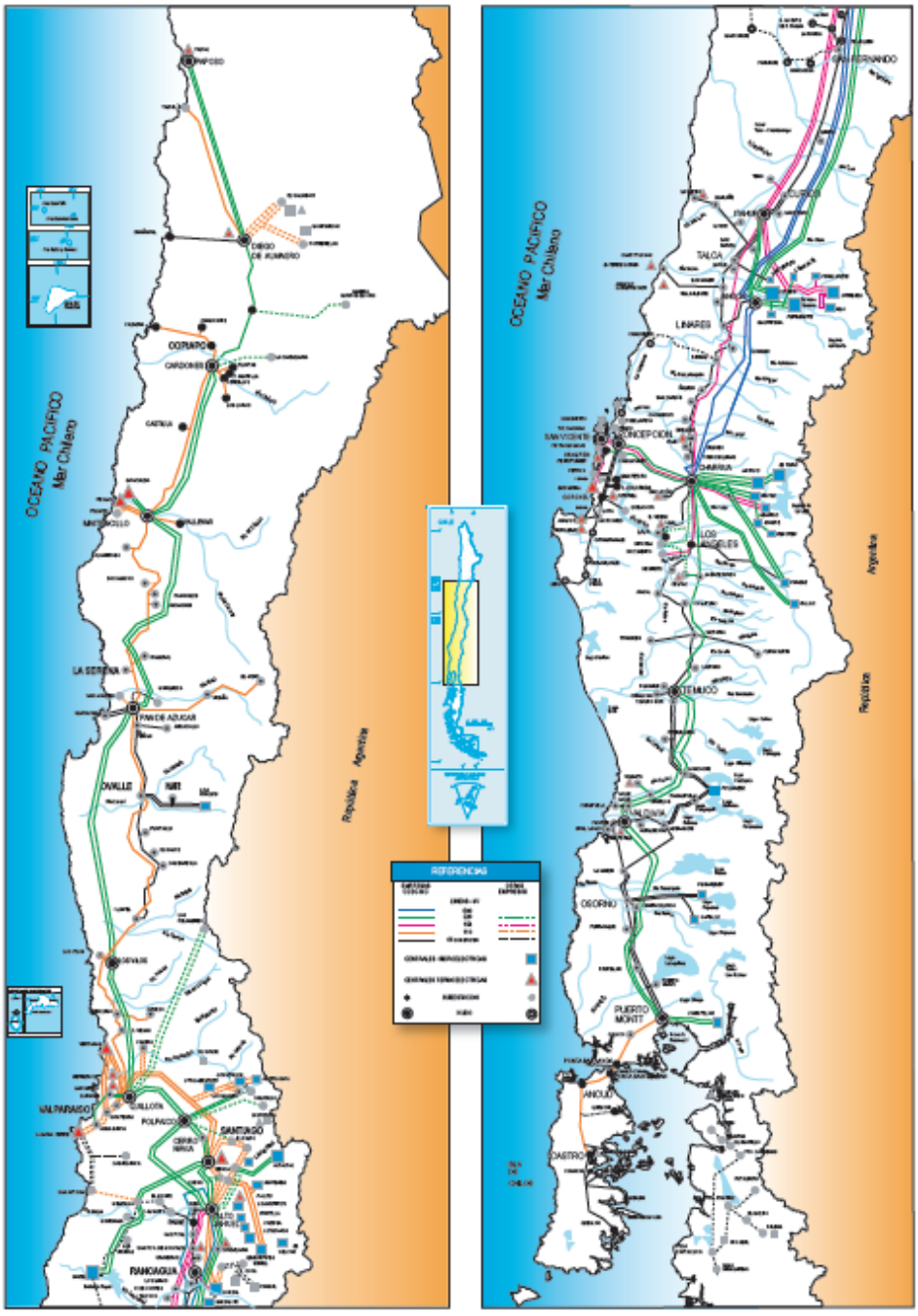
Por otra parte, las empresas privadas se han mostrado cautas en sus campañas de información a la ciudadanía, particularmente aquellas que han estado en el centro de la polémica ambiental. Un 64,67% de los encuestados cree que el Presidente Sebastián Piñera debería hacer en el caso de la Central Castilla lo mismo que para la Central Barrancones, esto es no permitir su construcción. Sólo un 31,71% está en acuerdo con la construcción de Hidroaysén. La falta de información pública sobre esos dos proyectos contrasta con la abundante información en contra de las organizaciones ambientalistas, aunque se aprecia una creciente acción informativa reciente del proyecto hidroeléctrico.

Las universidades también deberían promover discusiones públicas sobre temas energéticos, contribuyendo con información e investigación independiente.

Una pregunta de la encuesta cuya respuesta es cuestionable es aquella que pretende determinar la disposición a pagar. Si nos preguntan si estamos dispuestos a pagar más por la electricidad con tal de proteger el medio ambiente, de inmediato y de corazón contestamos que sí. La respuesta afirmativa de un 77,21% de los encuestados tiene ese valor positivo. Respondemos a la contingencia de un mundo agobiado por sus problemas ambientales, haciendo una valoración cualitativa condicionada por la contingencia. Pero en la práctica responderemos en otra forma, y la encuesta no profundiza para darle credibilidad a la respuesta. En Europa, los eco-consumidores (aquellos dispuestos a efectivamente pagar más por la energía verde) son menos de un 10% y estamos hablando de ciudadanos de alto nivel de ingresos. A nivel mundial se menciona cifras del 4%. Por otra parte, los consumidores chilenos son sensibles a los precios de la energía, aspecto que se demostró en los últimos años, cuando ante precios más altos, los consumidores redujeron su consumo de forma significativa.

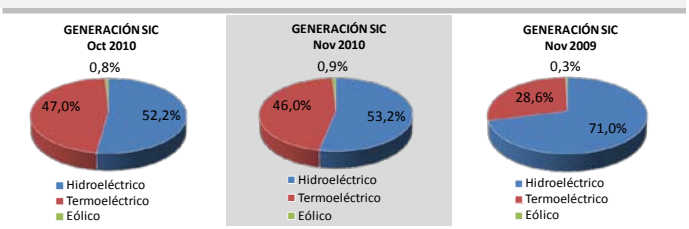
Más importante que las respuestas mismas, la encuesta tiene valor al poner en la mesa de discusión el cómo resolvemos el balance entre desarrollo económico y respeto al medio ambiente, y cuáles serán nuestras políticas públicas para enfrentar este dilema. La OECD plantea que el crecimiento verde no puede ni debe ir en contra la disminución de la pobreza, y por ende, el crecimiento económico. Algunos empresarios creen que es imposible lograr crecer sin impactar el medio ambiente, que es lo uno o lo otro. Algunos países están planteando no crecer o reducir el crecimiento para lograr sustentabilidad, claramente nuestro país ha escogido otro camino y apuesta, en todo el espectro político, a lograr altas tasas de crecimiento económico. El desafío es entonces cómo logramos que ese crecimiento sea eficiente en su uso de los recursos naturales, recursos productivos y recursos energéticos. Claramente tenemos mucho camino que recorrer y no se aprecia una discusión pública abierta y amplia sobre el tema, el tema aparece formulado en instancias muy particulares y sesgadas.

SIC
Sistema Interconectado Central



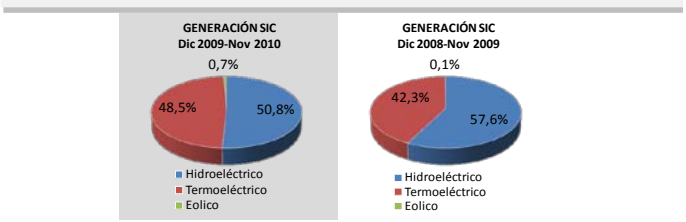
Fuente: CDEC-SIC

Figura 1: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 2: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis de Generación del SIC

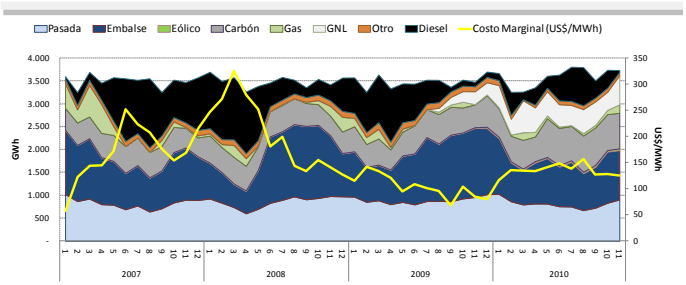
En términos generales, durante el mes de noviembre de 2010 la generación de energía en el SIC se redujo en un 0,2% respecto a octubre, con un alza de 7,4% respecto a noviembre de 2009.

La generación hidroeléctrica tuvo un alza de 1,6% respecto de octubre, mientras que la generación termoeléctrica disminuyó en un 2,4%. De esta forma, un 53,2% de la energía consumida en el SIC en el mes de noviembre 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 noviembre de 32,8 GWh, correspondiente al 0,9% del total del mes.

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de noviembre el aporte de las centrales de embalse al sistema disminuyó en un 3,7% respecto a octubre, mientras que la generación de las centrales de pasada tuvo un alza de 8,8% en relación al mismo mes. Por otra parte, la generación a gas natural experimentó un alza en un 94% y la generación diesel una baja de 90,2%, mientras que la generación a carbón bajó en un 0,6% y la generación a GNL aumentó en un 61,3%. Se destaca de la Figura 4, que la generación con GNL representa para el mes de noviembre de 2010 un 17,1% de la matriz de energías del SIC, frente al 1% que representa el diesel y el 21,0% del carbón.

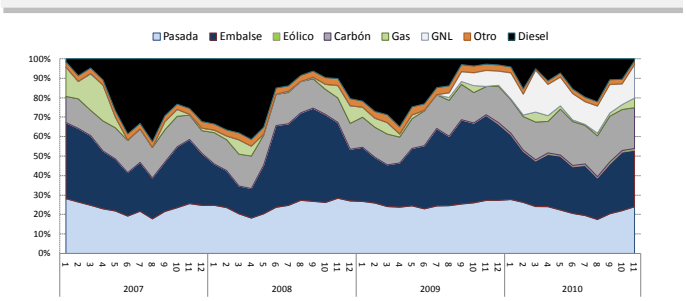
En la Figura 3 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Los costos marginales del SIC durante el mes de noviembre llegaron a un valor promedio de 124,8 US$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 84,7 US$/MWh de noviembre de 2009 representa un alza de 47,3%.

Figura 3: Generación histórica SIC



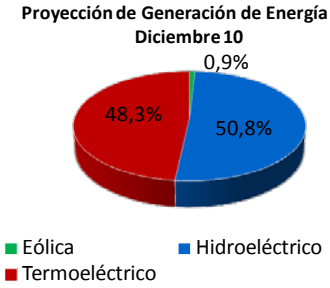
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 4: Generación histórica SIC (%)



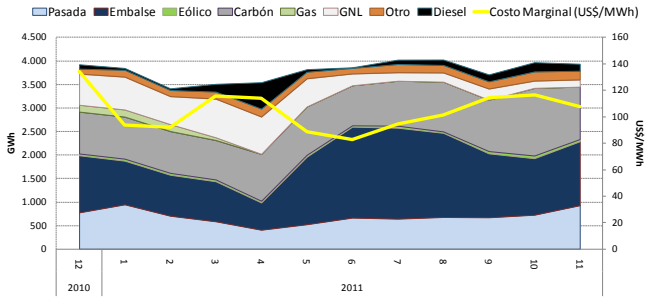
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 5: Proyección de Generación de Energía diciembre 2010 SIC



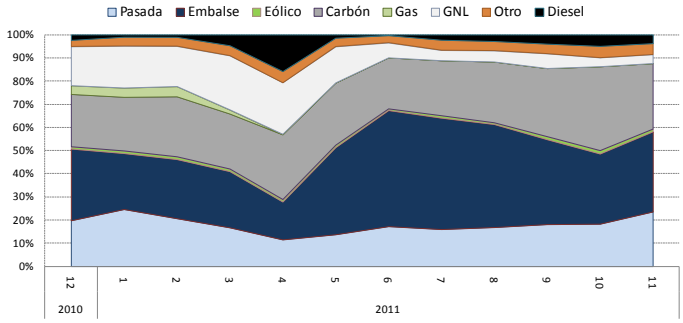
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 6: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 7: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de diciembre de 2010, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 50,8% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

La Figura 6 y Figura 7 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 noviembre de 2010, la generación de energía experimentó un aumento de 7,4% respecto del mismo mes de 2009, y con una disminución de 0,2% respecto octubre de 2010.

Respecto a las expectativas para el año 2010, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 43.244 GWh, lo que comparado con los 41.736 GWh del año 2009 representaría un crecimiento anual para el año 2010 del 3,6%.

La Figura 9 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

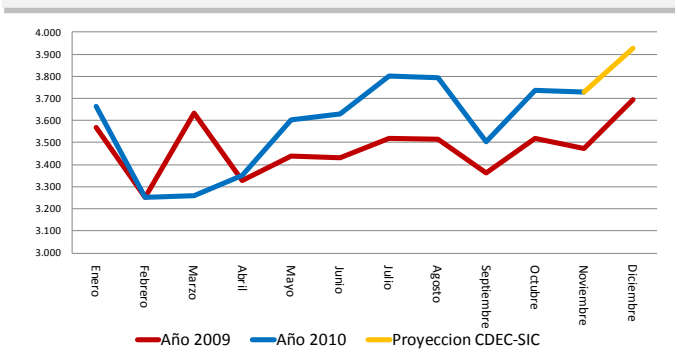
Precio de Nudo de Corto Plazo

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%.

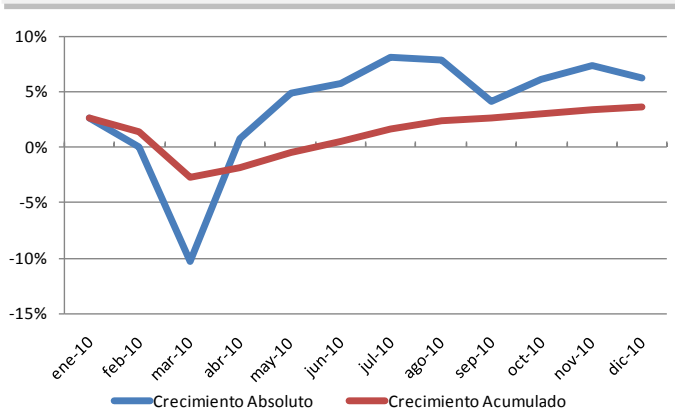
Los valores definidos por la autoridad son: 51,29 $/kWh y 4.465,71 $/kW/mes para el precio de la energía y potencia respectivamente en la barra Alto Jahuel 220. Esto resulta un precio monómico de 59,78 $/kWh. Este valor representa un alza de 8% respecto al valor calculado en la indexación de agosto de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

Figura 8: Generación histórica de energía (GWh)



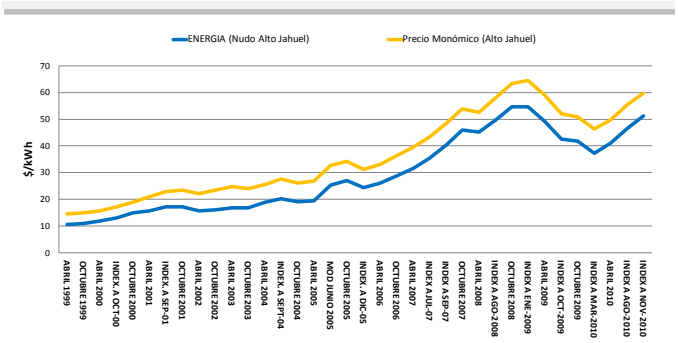
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 9: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 10: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precios de Licitación

El día 1º de enero del año 2010 marca la entrada en vigencia de los primeros contratos de suministro producto de los procesos de licitación indicados en el artículo 79-1 de la Ley Nº20.018. 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 periodo de transición en el cálculo del precio de energía y potencia para clientes regulados.

Cabe recordar que para el período 2010-2011, el precio de los contratos de la tercera licitación se 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$/MWh. No obstante, existen condiciones que limitan el precio de la energía, el cual no podrá ser superior al menor valor entre el costo de suministro de corto plazo correspondiente y el precio promedio del diesel publicado por la Comisión (US$/$m^3$), este último valor ponderado por un factor de 0,322 (m^3/MWh) en 2010 y 0,204 (m^3/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 nov-2010)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	89,9	5.419
Campanario	139,3	1.750
Colbún	85,3	6.782
Endesa	75,6	12.825
Guacolda	74,4	900
EMELDA	141,2	200
EPSA	141,2	75
Monte Redondo	141,2	275
Precio Medio de Licitación		**85,88**

* Precios referidos a Quillota 220

Fuente: CNE, Systep

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 157º del Decreto con Fuerza de Ley Nº 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 nov-2010)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US$/MWh	Precio Medio Reajustado (Barra de Suministro) US$/MWh	Precio Medio Reajustado (Barra de Quillota) US$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	66,30	83,19	82,51	4.500
Chilquinta	110,72	100,57	100,57	2.567
EMEL	80,29	97,17	97,17	2.007
CGE	129,00	107,03	100,57	7.220
SAESA	80,09	96,97	98,04	4.432

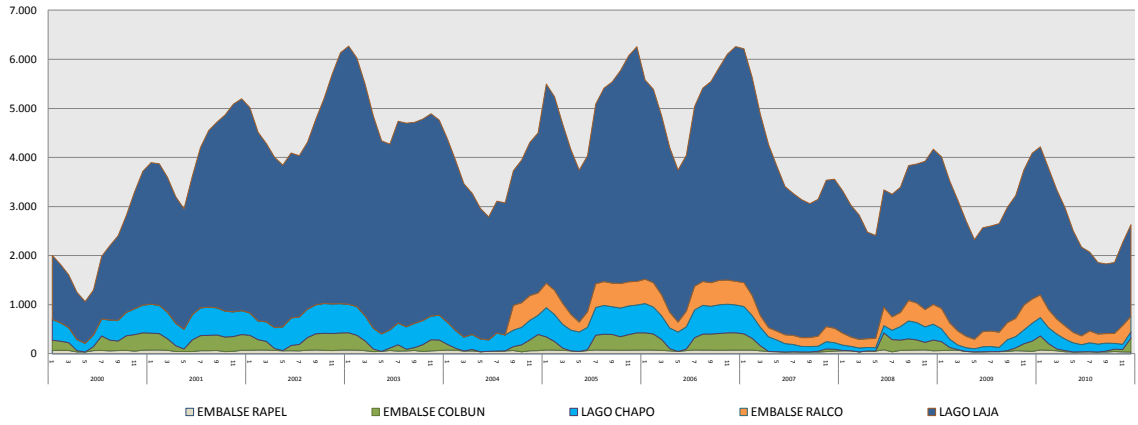
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a noviembre de 2010 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 95,78 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 diciembre de 2010 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 2.661 GWh, lo que representa un aumento de 15% respecto a lo registrado a comienzos del mes de noviembre, pero una baja de 36% respecto a diciembre de 2009.

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 37% menor a la disponible en diciembre de 2009.

Figura 11: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

		Nov 2010	Dic 2010	Dic 2009
EMBALSE	**COLBUN**	47	282	207
% de la capacidad máxima		13%	77%	57%
EMBALSE	**RAPEL**	41	39	51
% de la capacidad máxima		49%	46%	60%
LAGUNA	**LA INVERNADA**	34	30	67
% de la capacidad máxima		26%	23%	51%
LAGO	**LAJA**	1.690	1.866	2.972
% de la capacidad máxima		32%	35%	56%
LAGO	**CHAPO**	110	130	366
% de la capacidad máxima		17%	21%	58%
EMBALSE	**RALCO**	381	314	493
% de la capacidad máxima		75%	62%	97%

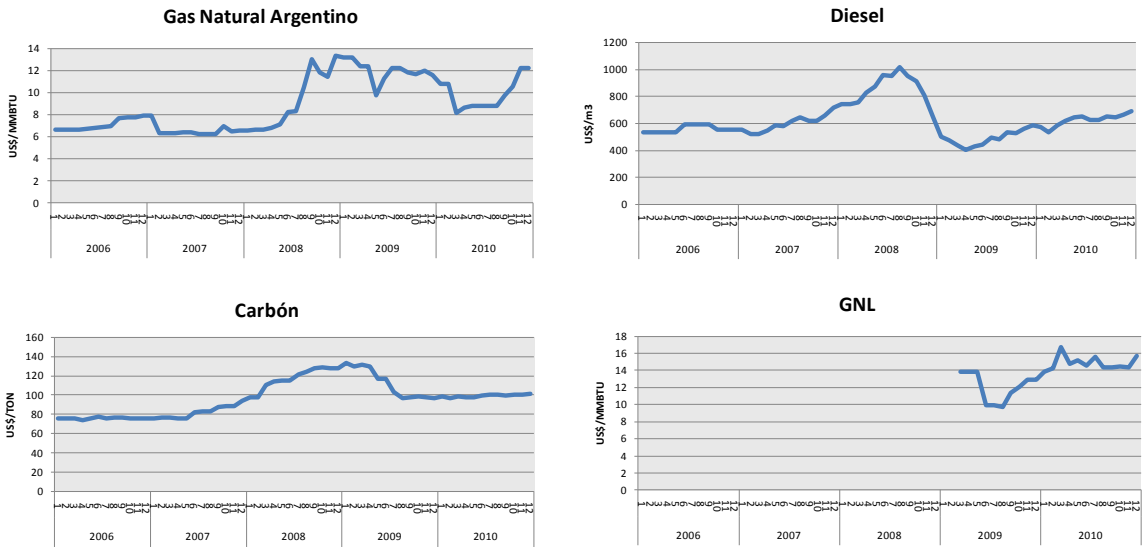
*Valores iniciales para cada mes

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Precios de combustibles

Las empresas generadoras informan al CDEC-SIC semanalmente los valores de los precios de los combustibles para sus unidades, cuya evolución se muestra en la Figura 12.

Figura 12: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

Los costos marginales del SIC para el mes de noviembre de 2010 presentan una baja de 2,6% respecto a los registrados en el mes de octubre, con un alza de 47,3% respecto a lo observado en noviembre de 2009.

En la Tabla 6 y Figura 13 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	85	125
Diciembre	215	127	80	

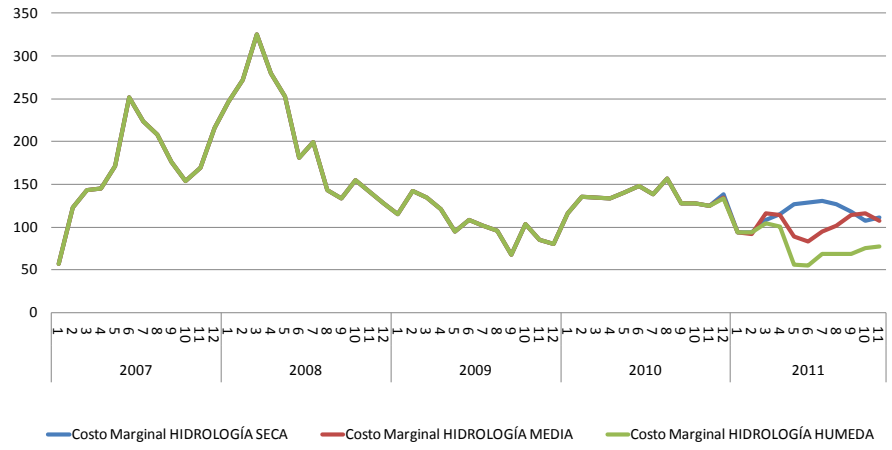
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2010	Diciembre	137,8	134,1	133,4
2011	Enero	93,5	93,8	93,5
-	Febrero	93,5	92,1	93,5
-	Marzo	108,5	115,9	104,7
-	Abril	115,5	114,2	100,4
-	Mayo	126,5	88,7	56,1
-	Junio	128,6	82,8	55,1
-	Julio	130,1	94,4	68,9
-	Agosto	126,5	101,4	68,3
-	Septiembre	117,7	114,5	68,9
-	Octubre	107,0	116,3	74,9
-	Noviembre	111,1	107,6	77,0

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

Figura 13: Costo Marginal Quillota 220 (US$/MWh)



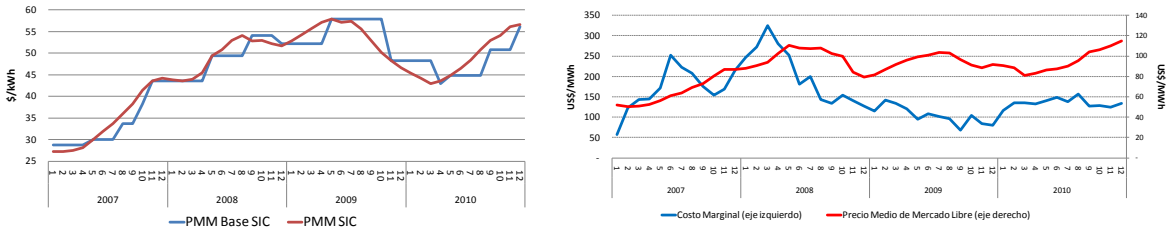
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

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

El precio medio de mercado vigente a partir del 1 de diciembre de 2010 es de 56,63 $/kWh, lo que representa un alza de 0,99% respecto al precio definido en la indexación de noviembre de 2010 (56,07 $/kWh).

Figura 14: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, Systep

RM 88

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

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

Tabla 7: Saldo total de cuentas RM88 a septiembre 2010*

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM$)
Endesa	72.655
Gener	36.595
Colbún	55.128
Guacolda	8.717
Pehuenche	10.820

Fuente: CDEC-SIC

*NOTA: al momento de la publicación de este reporte no se encontraba publicada la información respecto al saldo total de cuentas RM88 a octubre de 2010.

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 diciembre de 2010 y diciembre de 2011.

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.

- Guacolda (U1 por 152 MW): 60 días desde octubre hasta diciembre.
- Antuco (U1 por 160 MW): 68 días desde octubre hasta diciembre
- San Isidro: (U1 por 335 MW): 40 días desde noviembre a diciembre.
- Nehuenco (U1 por 331 MW): 10 días en noviembre y diciembre.
- Nehuenco (U2 por 380 MW): 10 días en diciembre.
- 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.

Tabla 8: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]
Hidráulicas				
Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay	Pasada	dic-10	6
Licán	Candelaria	Pasada	dic-10	17
Guayacan	Energía Coyanco	Pasada	dic-10	10,4
Chacayes	Pacific Hydro	Pasada	oct-11	111
fluencia				
Punta Colorada Fuel I	Barrick Chile Generación	Diesel	dic-10	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
Eólica				
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		feb-11	20
Biomasa				
Lautaro	Biomasa		sep-11	25
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				**971**

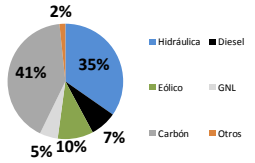
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 9: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)
Hidráulica	6.021	8.290
Diesel	1.289	900
Eólico	1.731	3.750
GNL	879	527
Carbón	7.140	12.663
Otros	283	532
TOTAL	**17.344**	**26.662**
Aprobado	**8.568**	**12.792**
En Calificación	**8.776**	**13.869**
TOTAL	**17.344**	**26.662**

Fuente: SEIA, Systep

Figura 15: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Systep

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 17.344 MW (8.776 MW en calificación), con una inversión de 26.662 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.

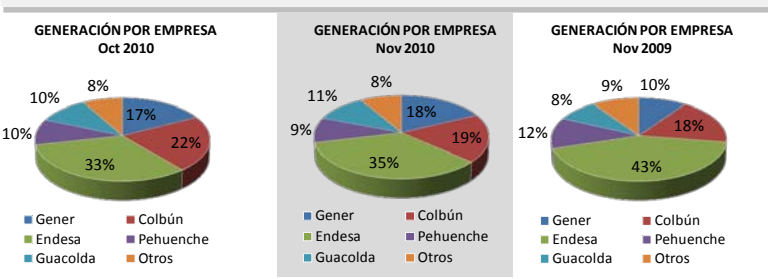
Destaca en este mes el ingreso a evaluación de la central hidroeléctrica Neltume de Endesa, proyecto de 490 MW en la XIV región; y el parque eólico Llanquihue de Ener-Renova por 74 MW en la X región.

Tabla 10: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región	
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI	Hidráulica
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón	Base	III	Carbón
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V	Carbón
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII	Carbón
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III	Carbón
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V	Carbón
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI	Hidráulica
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V	GNL
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM	Hidráulica
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	Aprobado	Carbón	Base	IV	Carbón
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV	Eólico
Central Hidroeléctrica Neltume	ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV	Hidráulica
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII	Hidráulica
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV	Carbón
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V	Carbón
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V	GNL
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI	Hidráulica
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III	Carbón
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII	Hidráulica
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV	Hidráulica
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III	Diesel
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidreléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII	Hidráulica
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII	Diesel
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII	Carbón

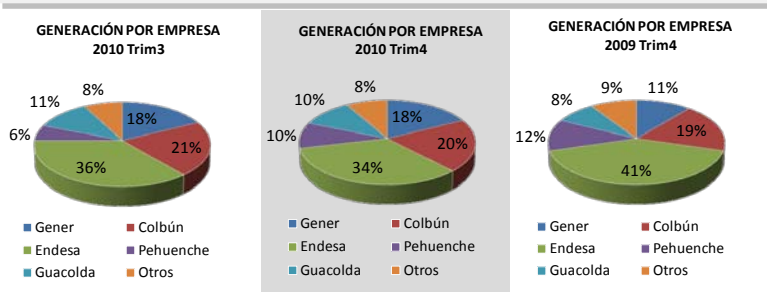
Fuente: SEIA, Systep

Figura 16: Energía generada por empresa, mensual



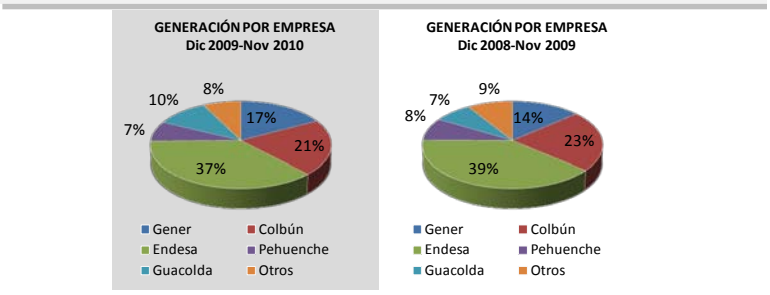
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 17: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 18: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Resumen Empresas

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

Al mes de noviembre de 2010, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 35% de la producción total de energía, seguido de Colbún (19%), Gener (18%), Guacolda (11%) y Pehuenche (9%).

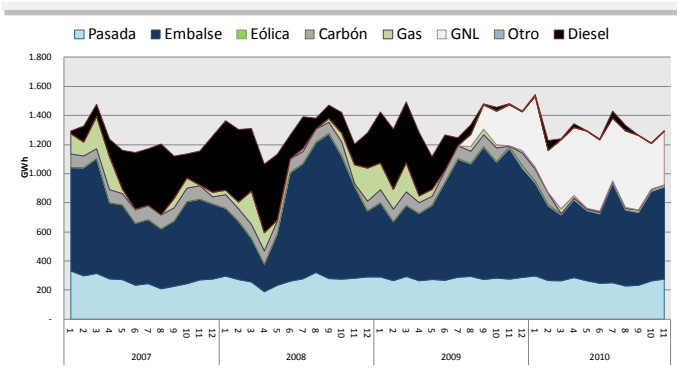
En un análisis por empresa se observa que Colbún, y Pehuenche disminuyeron su producción en un 14,2% y 3,5% respectivamente en relación a octubre. Por otro lado Gener, Endesa y Guacolda aumentaron su producción para el mismo período en un 2,3%, 7% y 2,5% respectivamente.

En las Figura 16 a Figura 18 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

ENDESA

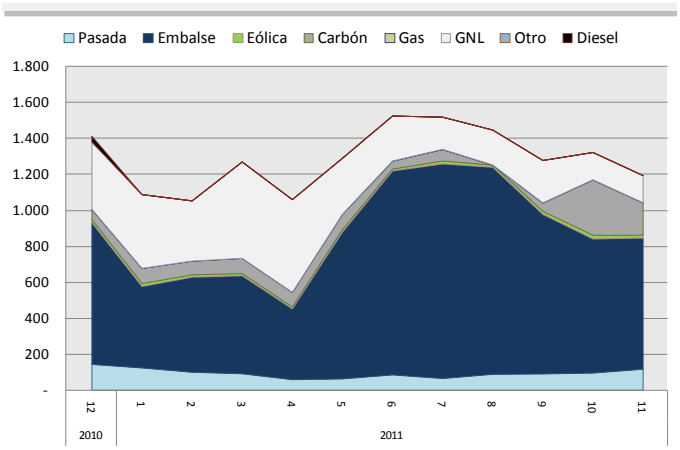
Analizando por fuente de generación, durante el mes de noviembre la producción utilizando centrales de embalse exhibe un aumento de 2,7% respecto al mes de octubre, con una baja de 29,5% en relación a noviembre de 2009. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presenta un alza de 4,9% respecto a octubre, con un alza de 0,1% respecto a noviembre de 2009. La generación diesel presenta un aumento de 50,7% respecto al mes de octubre, con una baja del 44% respecto a noviembre del año anterior. Respecto a la generación a carbón, al igual que el mes anterior, y dados los daños de la central Bocamina producto del terremoto, es que no se presentó generación con este tipo de combustible. Finalmente, el aporte de las centrales a GNL presenta un alza de 17,2% respecto a octubre, con un alza 30,5% respecto a noviembre de 2009.

Figura 19: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 20: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 11: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Oct 2010	Nov 2010	Nov 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	263	276	275	4,9%	0,1%
Embalse	618	635	900	2,7%	-29,5%
Gas	1	0	4	-100,0%	-100,0%
GNL	313	367	281	17,2%	30,5%
Carbón	0	0	3	0,0%	-100,0%
Diésel	2	3	6	50,7%	-44,0%
Eólico	15	15	12	3,6%	30,3%
Total	**1.212**	**1.296**	**1.482**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Dic 2009-Nov 2010	Dic 2008-Nov 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.157	3.355	-5,9%
Embalse	6.828	7.715	-11,5%
Gas	116	941	-87,6%
GNL	5.146	760	577,0%
Carbón	248	887	-72,1%
Diesel	209	2.481	-91,6%
Eolico	155	42	267,9%
Total	**15.859**	**16.180**	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 13: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2010 Trim3	2010 Trim4	2009 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	711	538	845	-36,3%	-24,3%
Embalse	1.713	1.253	2.452	-48,9%	-26,9%
Gas	8	1	44	-97,6%	-87,2%
GNL	1.468	680	777	-12,5%	-53,7%
Carbón	0	0	184	-100,0%	0,0%
Diesel	85	6	34	-83,2%	-93,2%
Eólico	45	30	34	-10,8%	-32,9%
Total	**4.029**	**2.508**	**4.369**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

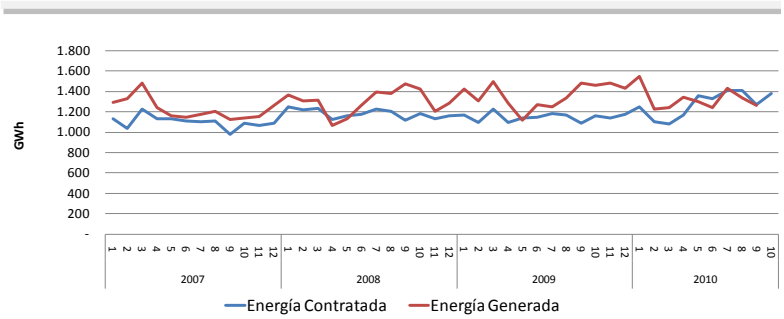
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante octubre de 2010 fue de 1.212 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.381 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado *spot* por su carácter de deficitario.

En la Figura 21 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 21: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)

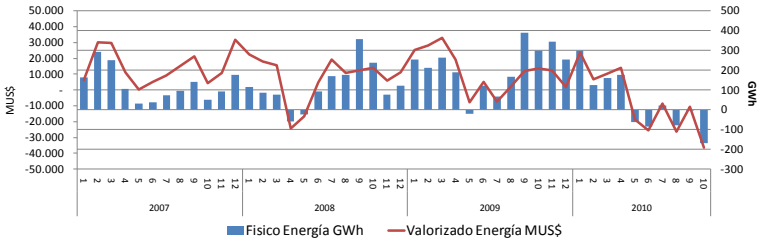


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de octubre de 2010 las transferencias de energía de Endesa ascienden a -169,8 GWh, las que son valorizadas en -36,32 MMUS$. En la Figura 22 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[1]

Figura 22: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systep

[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 noviembre, la producción utilizando centrales a carbón exhibe una disminución de 3,6% respecto al mes de octubre, con un aumento de 86,7% en relación a noviembre de 2009. La generación en base a centrales de pasada muestra un alza de 8,3% respecto a octubre, con una disminución de 16,7% en relación a noviembre del año 2009. Por su parte, las centrales diesel no generaron durante el mes de noviembre. Respecto a la generación con gas, se presenta un aumento en su generación de más de un 200% respecto a octubre dado principalmente por la operación de la central Nueva Renca.

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

En la Figura 24 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 14: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Oct 2010	Nov 2010	Nov 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	95	102	123	8,3%	-16,7%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	50	174	0	248,5%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	397	382	205	-3,6%	86,7%
Diesel	100	0	4	-99,5%	-87,8%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	9	5	7	-39,3%	-22,3%
Total	**650**	**664**	**338**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN GENER			
	Dic 2009-Nov 2010	Dic 2008-Nov 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.474	1.483	-0,6%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	397	22	1668,8%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	3.962	2.586	53,2%
Diesel	1.481	1.454	1,9%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	95	114	-16,5%
Total	**7.409**	**5.659**	

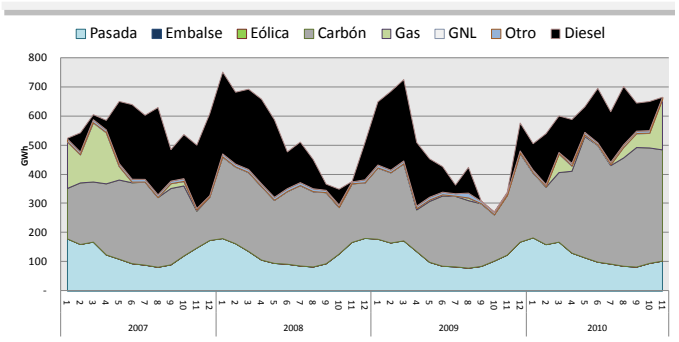
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 16: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2010 Trim3	2010 Trim4	2009 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	259	197	393	-49,9%	-23,9%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	86	224	1	29616,1%	159,6%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.121	779	667	16,7%	-30,5%
Diesel	470	100	101	-0,3%	-78,6%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	24	14	23	-40,4%	-42,7%
Total	**1.960**	**1.314**	**1.185**		

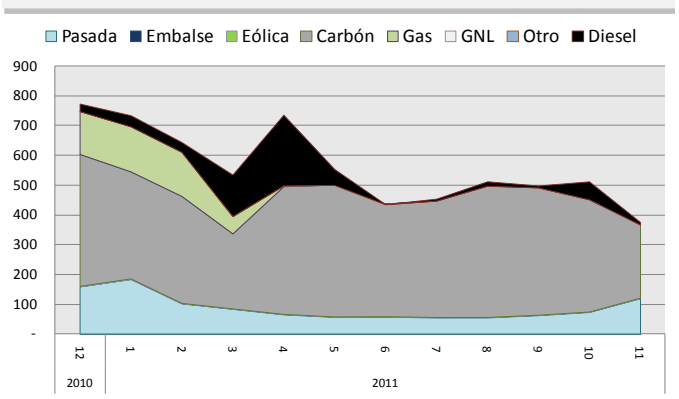
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 23: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 24: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

GENER

Generación Histórica vs Contratos

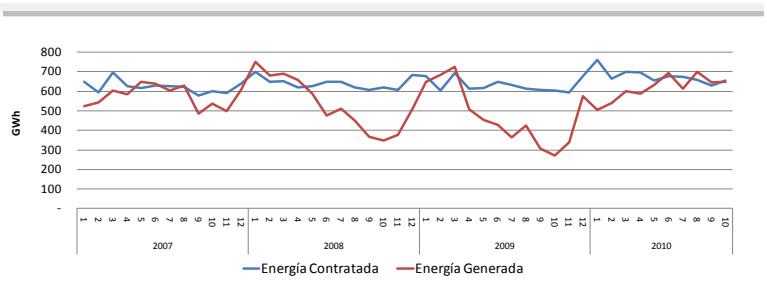
La generación real de energía para Gener durante octubre de 2010 fue de 650 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 656 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado *spot*, por su carácter de deficitario.

En la Figura 25 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

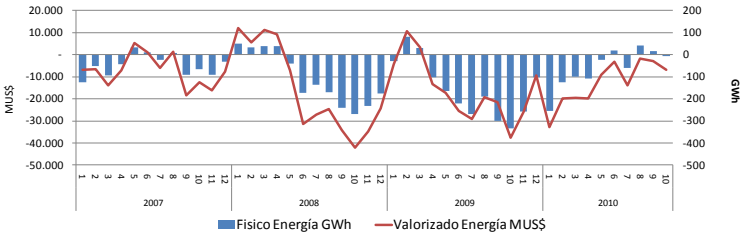
Durante el mes de octubre de 2010 las transferencias de energía de Gener ascienden a -6,7 GWh, las que son valorizadas en -6,70 MMUS$. En la Figura 26 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[2]

Figura 25: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 26: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systep

[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 noviembre, la producción de las centrales de embalse exhibe una baja de 14,6% respecto al mes de octubre, con una reducción de 35,6% en relación a noviembre de 2009. La generación de centrales diesel presenta una baja de 94,8% respecto a octubre, con una disminución de 81,6% respecto a noviembre de 2009. Las centrales de pasada, por su parte, presentan un aumento en su aporte de un 6,5% respecto a octubre dado el ingreso de una serie de centrales: San Clemente, Juncal, Juncalito, entre otras; y una baja de 13,4% respecto a noviembre de 2009. Se destaca la generación con GNL durante mes de noviembre, la cual asciende a 268 GWh, fruto de la producción de las unidades Nehuenco I y Nehuenco II utilizando dicho combustible, un 231% más que el mes anterior.

En la Figura 28 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.

Tabla 17: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Oct 2010	Nov 2010	Nov 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	209	222	257	6,5%	-13,4%
Embalse	212	181	281	-14,6%	-35,6%
Gas	45	9	2	-79,1%	485,7%
GNL	81	268	0	231,8%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	264	14	74	-94,8%	-81,6%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	**810**	**695**	**613**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN COLBUN			
	Dic 2009-Nov 2010	Dic 2008-Nov 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.592	2.875	-9,8%
Embalse	2.819	3.126	-9,8%
Gas	266	266	0,0%
GNL	716	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	2.495	3.146	-20,7%
Eólico	0	0	0,0%
Total	**8.889**	**9.413**	

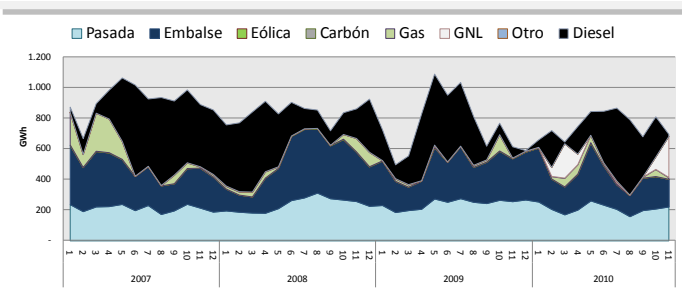
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 19: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2010 Trim3	2010 Trim4	2009 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	564	431	791	-45,5%	-23,5%
Embalse	510	392	914	-57,1%	-23,2%
Gas	13	54	111	-51,2%	318,2%
GNL	13	349	0	0,0%	2595,5%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	1.237	277	154	80,3%	-77,6%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	**2.337**	**1.505**	**1.970**		

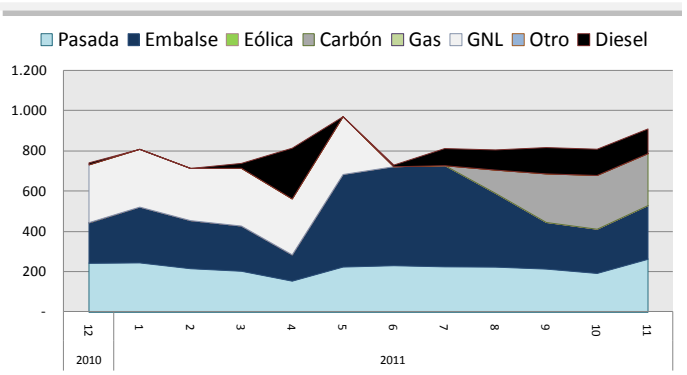
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 27: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 28: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

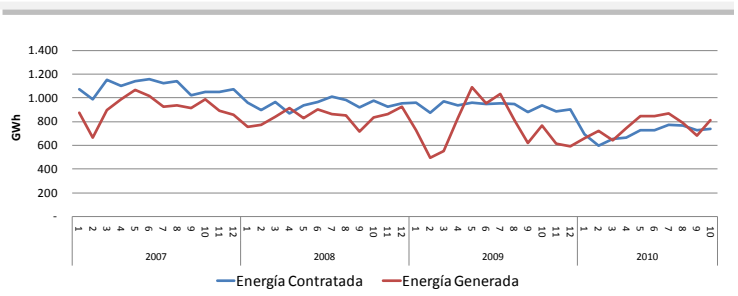
La generación real de energía para Colbún durante octubre de 2010 fue de 810 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 740 GWh; por tanto, tuvo que realizar ventas de energía a costo marginal en el mercado *spot*, por su carácter de excedentario.

En la Figura 29 se ilustra el nivel de contratación estimado para Colbún junto a la producción real de energía.

Transferencias de Energía

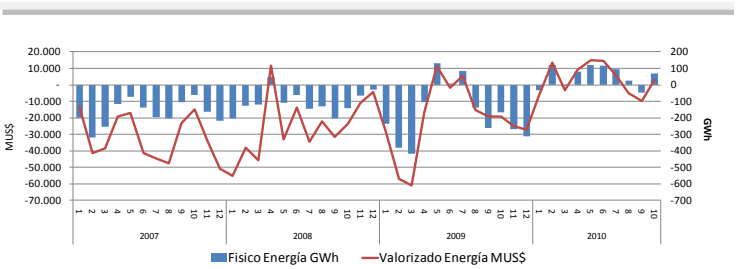
Durante el mes de octubre de 2010, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 69,8 GWh, las que son valorizadas en -3,02 MMUS$. En la Figura 30 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[3]

Figura 29: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 30: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systep

[3] Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. 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 noviembre, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe una baja de 2,5% respecto al mes de octubre, con un aumento de 36,2% en relación a noviembre de 2009.

En la Figura 32 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					
	Oct 2010	Nov 2010	Nov 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	390	399	293	2,5%	36,2%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	**390**	**399**	**293**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN GUACOLDA			
	Dic 2009-Nov 2010	Dic 2008-Nov 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	4.459	3.129	42,5%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	**4.459**	**3.129**	

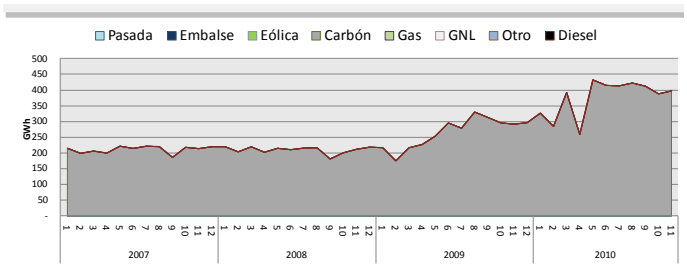
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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	789	888	-11,2%	-37,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	**1.253**	**789**	**888**		

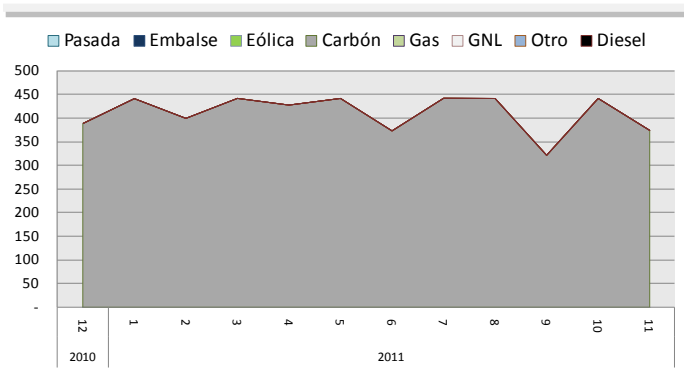
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 31: Generación histórica Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 32: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

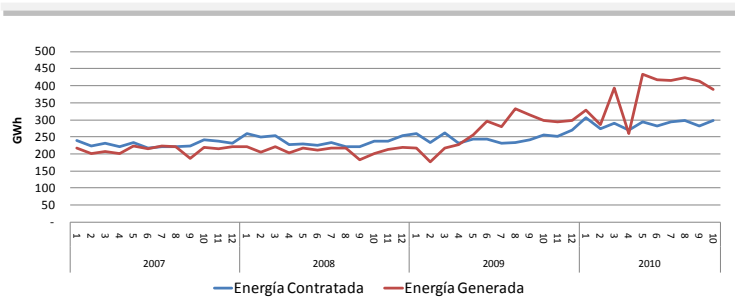
GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Guacolda durante octubre de 2010 fue de 390 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 297 GWh; por tanto, tuvo que realizar ventas de energía a costo marginal en el mercado *spot*, por su carácter de excedentario.

En la Figura 33 se ilustra el nivel de contratación estimado para Cuacolda junto a la producción real de energía.

Figura 33: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)

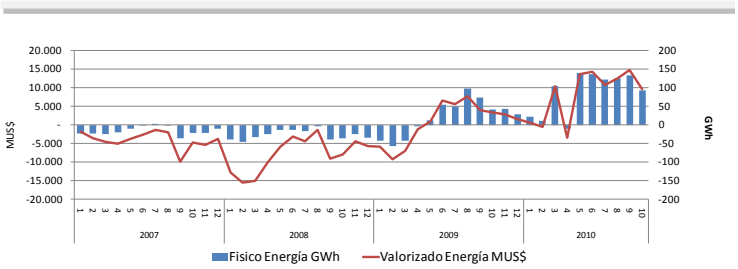


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de octubre de 2010, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a 92,5 GWh, las que son valorizadas en 9,58 MMUS$. En la Figura 42 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[3]

Figura 34: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systep

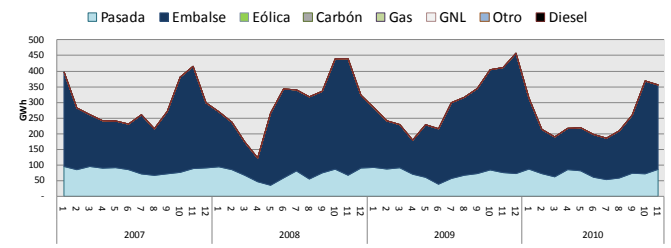
[3] Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

PEHUENCHE

Durante el mes de noviembre, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de 9,2% respecto al mes de octubre, con una baja de 19,7% en relación a noviembre de 2009. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra un alza de 19,4% respecto a octubre, con un aumento de 13,4% en relación a noviembre de 2009.

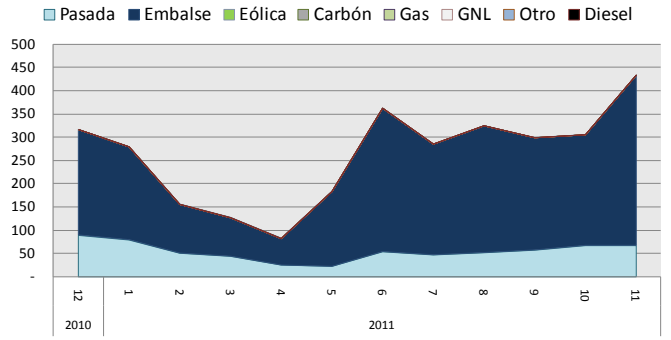
En la Figura 36 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 35: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 36: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 23: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Oct 2010	Nov 2010	Nov 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	73	88	77	19,4%	13,4%
Embalse	296	269	335	-9,2%	-19,7%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	**369**	**356**	**412**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Dic 2009-Nov 2010	Dic 2008-Nov 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	884	906	-2,5%
Embalse	2.311	2.577	-10,3%
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	**3.195**	**3.483**	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 25: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2010 Trim3	2010 Trim4	2009 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	190	161	237	-32,1%	-15,2%
Embalse	466	565	1.037	-45,6%	21,1%
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**	**726**	**1.275**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

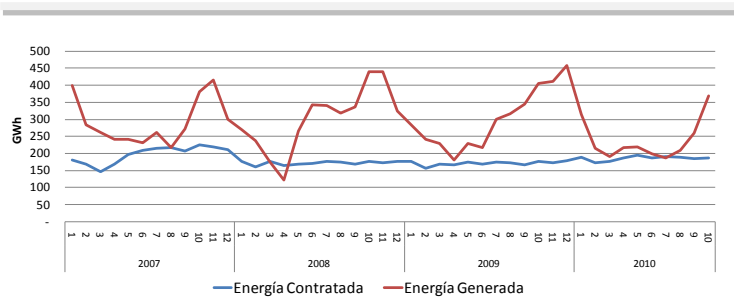
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante octubre de 2010 fue de 369 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 188 GWh; por tanto tuvo que realizar ventas de energía en el mercado *spot* por su carácter de excedentario.

En la Figura 37 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

Figura 37: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)

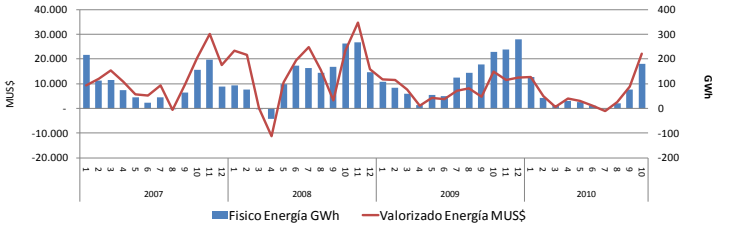


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de octubre de 2010 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 181,5 GWh, las que son valorizadas en 22,16 MMUS$. En la Figura 38 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[4]

Figura 38: Transferencias de energía Pehuenche



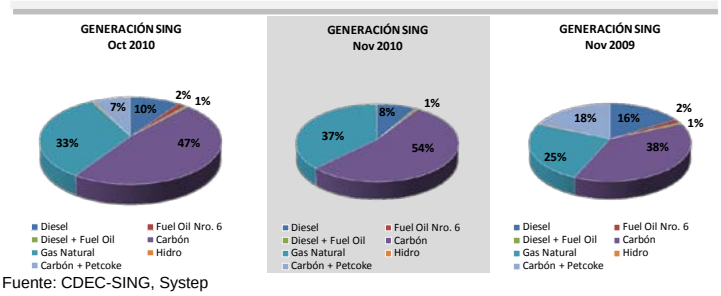
Fuente: CDEC-SIC, Systep

[4] Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. 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

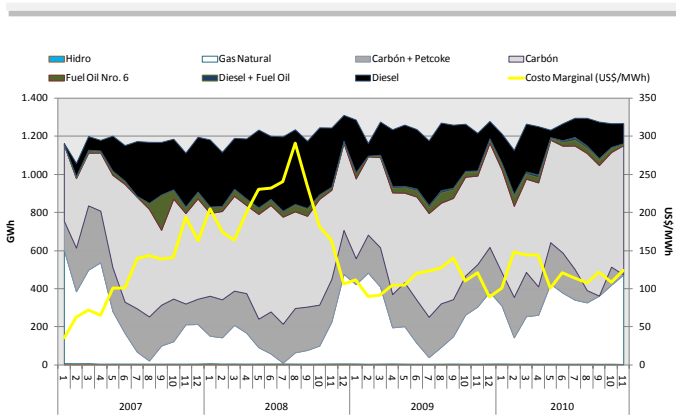
Fuente: CDEC-SING

Figura 39: Energía mensual generada en el SING



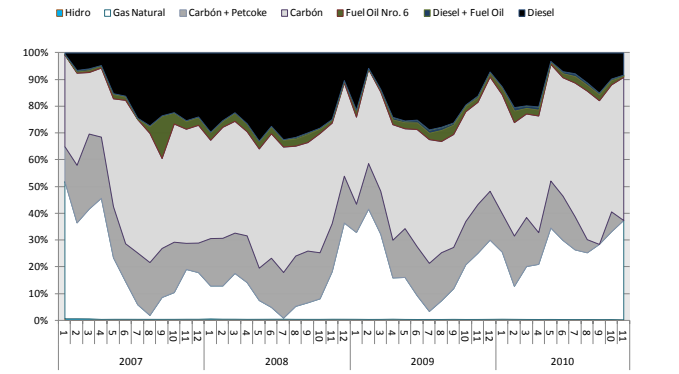
Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 40: Generación histórica SING (GWh)



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 41: Generación histórica SING (%)



Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis de Generación del SING

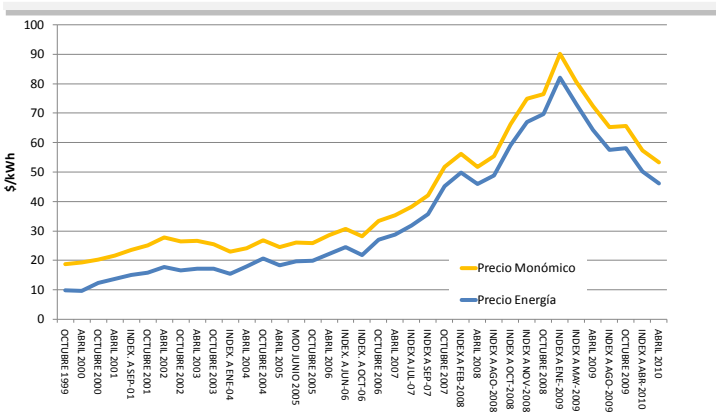
En términos generales, durante el mes de noviembre de 2010 la generación de energía en el SING aumentó en un 0,1% respecto a octubre, con un aumento de 4,2% respecto a noviembre de 2009.

Se observa que la generación diesel disminuyó en un 15,1% con respecto a octubre, mientras que la generación a carbón aumentó en un 12,8%. La generación con gas natural aumentó en un 13,2% respecto al mes pasado.

En la Figura 40 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$/MWh. Durante el mes de noviembre del presente año el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 124 US$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa un aumento de 14% respecto al mes anterior.

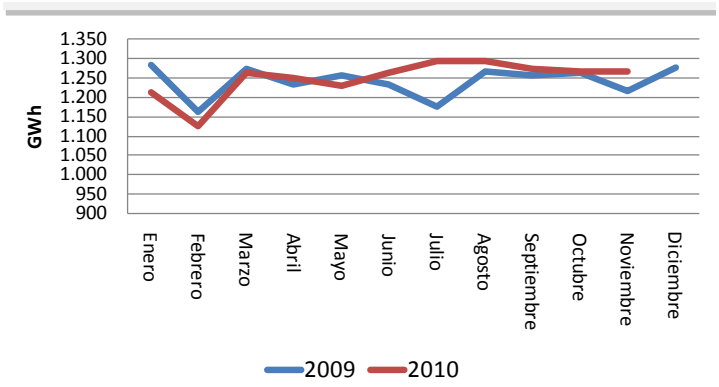
La operación con diesel se ha mantenido en niveles altos a partir de 2007, situación que ha ido disminuyendo durante el año 2010. Adicionalmente, el reciente aumento de la participación del carbón en la generación permitió una disminución del costo marginal, como se observa en la Figura 40.

Figura 42: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 43: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systep

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 noviembre, la generación real del sistema fue de 1.266 GWh. Esto representa un aumento de 4,2% con respecto al mismo mes del 2009.

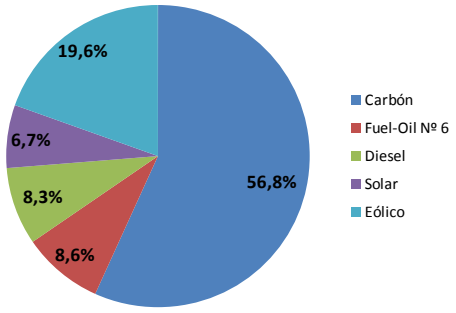
La generación acumulada a noviembre del año 2010 es de 13.740 GWh, lo que comparado con los 13.628 GWh acumulados al mismo mes del año 2009, representa un aumento de 0,82%.

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	168	560
Eólico	489	1.217
TOTAL	2.500	5.169
Aprobado	2.240	4.539
En Calificación	260	630
TOTAL	2.500	5.169

Fuente: SEIA, Systep

Figura 44: Centrales en evaluación de impacto ambiental



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 noviembre de 2010, considerando aquéllos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.500 MW (260 MW en calificación), con una inversión de 5.169 MMUS$.

Destaca en este mes el ingreso a evaluación de las plantas fotovoltaicas Salar de Huasco y Lagunas en la I Región, ambas de Element Power Chile S.A., con capacidades instaladas de 30 MW cada una y una inversión de MMUS$ 96 para cada planta.

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 Parinacota	Termoeléctrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Planta Fotovoltaica 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
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	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	Compañia 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
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Systep

Análisis Precios de Licitación SING

La Ley Nº20.018, 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.

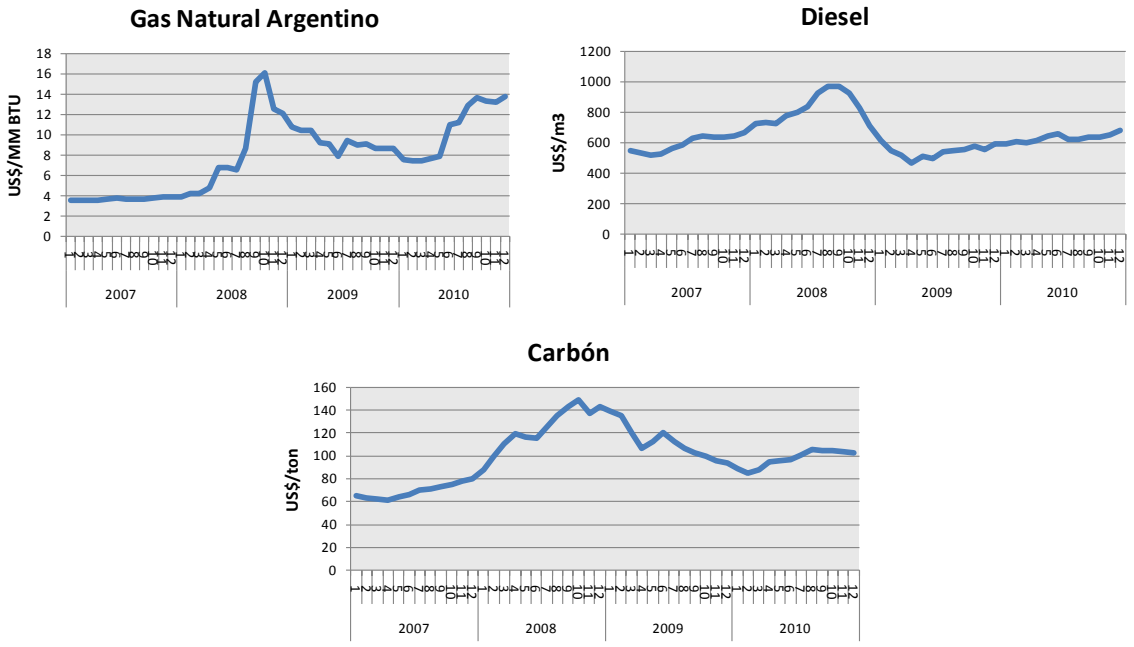
Tabla 28: Precios de Licitación (precios indexados a noviembre de 2010)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US$/MWh] Adjudicado	Precio [US$/MWh] Indexado Nov-10	Año de Inicio Suministro
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	99,81	2012

Precios de combustibles

En la Figura 45 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 45: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SING, Systep

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	-

Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

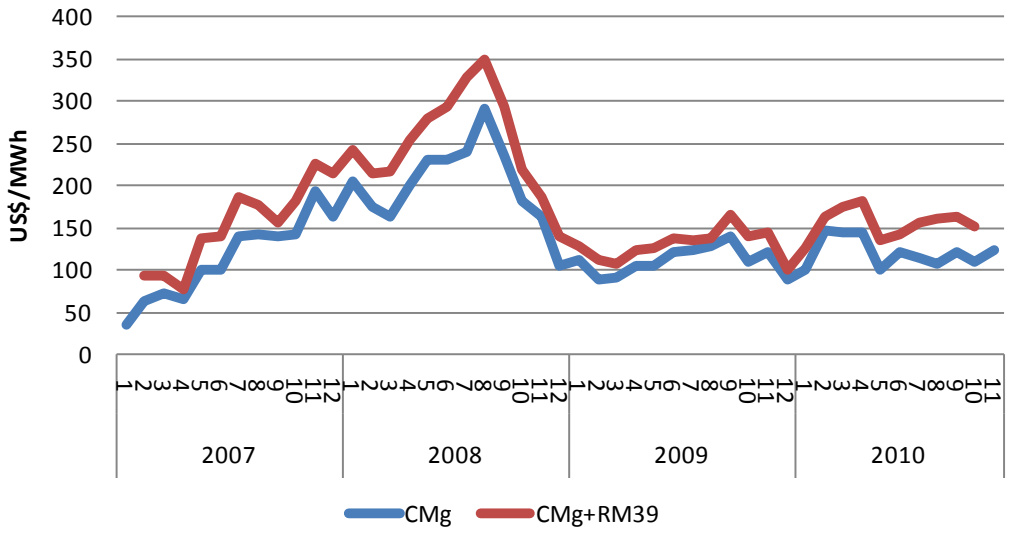
Valores Históricos

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 noviembre, el costo marginal fue de 124 US$/MWh, lo que representa un aumento de 2,5% respecto al mismo mes del año anterior y un aumento de 13,9% respecto al mes de octubre 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 47 muestra la evolución del costo marginal en la barra de Crucero 220, incluyendo el valor de la RM39 con datos disponibles a partir de febrero de 2007 y hasta el mes de octubre de 2010, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo Nº 7 del Informe Valorización de Transferencias de octubre. 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 octubre, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 44,1 US$/MWh.

Figura 46: Costo Marginal Crucero 220 (US$/MWh)

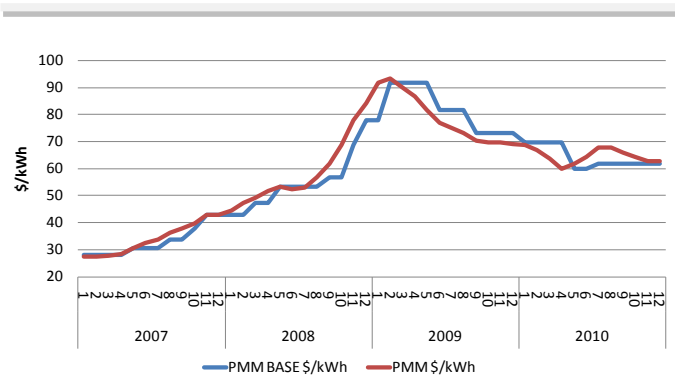


Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 1 de diciembre de 2010 es de 62,878 $/kWh, que representa un alza de 1,94% respecto al Precio Medio Base (61,683 $/kWh) definido en la fijación de abril de 2010.

Figura 47: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systep

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 625 MW de potencia entre tres unidades a carbón, las que entrarán en funcionamiento en un horizonte de 2 años. Destaca en el mes de noviembre la operación en fase de pruebas de la Central Termoeléctrica Andina, que opera con carbón como combustible.

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	Mar-11	165
ANGAMOS I	AES Gener	Carbón	Abr-11	230
ANGAMOS II	AES Gener	Carbón	Oct-11	230
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				**625**

Fuente: CNE, CDEC-SING

Unidades en Mantención

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

- CTM1 (Mejillones): 166 MW en diciembre.
- CTM3-TV (Mejillones): 95 MW en diciembre.
- U16 (Tocopilla): 400 MW en diciembre.
- U15 (Tocopilla): 132 MW en enero.
- TG2A (Atacama): 130 MW en enero y febrero.
- U12 (Tocopilla): 85 MW en febrero

Resumen Empresas

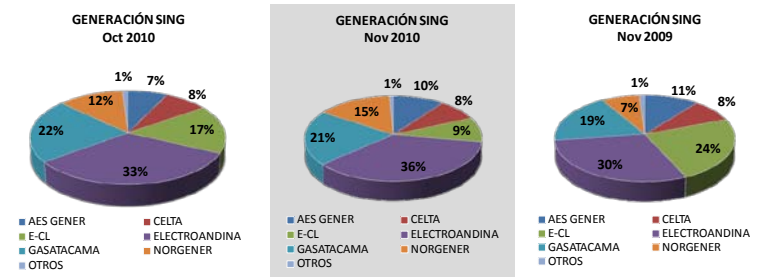
En el mercado eléctrico del SING existen 6 agentes que definen prácticamente la totalidad de la producción de energía del sistema. Estas empresas son AES Gener, E-CL (ex Edelnor), GasAtacama, Celta, Electroandina y Norgener.

Al mes de noviembre de 2010, el actor más importante del mercado es Electroandina, con un 36% de la producción total de energía, seguido por GasAtacama y Norgener con un 21% y 15%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que AES Gener, Norgener, Electroandina y Celta aumentaron su producción en un 40,3%, 24,4%, 9,0% y 1,5%, respectivamente, en relación a octubre de 2010. Por su parte E-CL y GasAtacama vieron para el mismo período disminuida su producción en un 44,0% y 6,0%, respectivamente. En la Figura 48 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

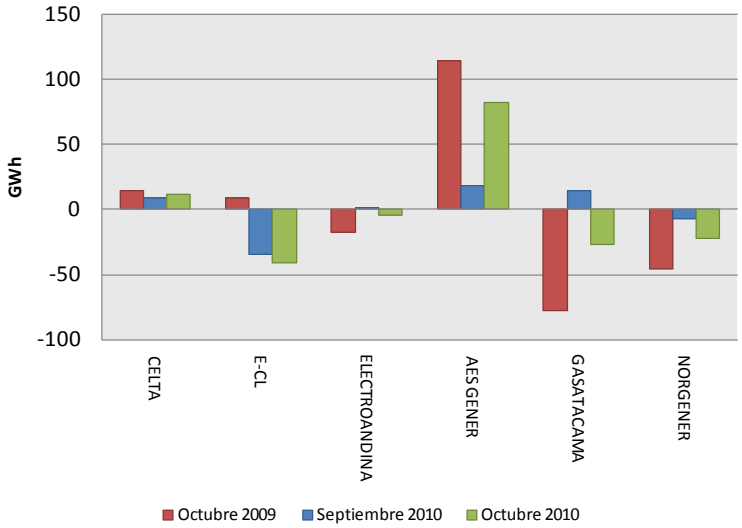
En la Figura 49 se presentan las transferencias de energía de las empresas en octubre de 2010. Se observa que el mayor cambio con respecto al mes anterior se da en Electroandina y GasAtacama, en donde ambas cambiaron su condición de excedentaria a deficitaria respecto al mes anterior.

Figura 48: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 49: Transferencias de energía por empresa, mensual

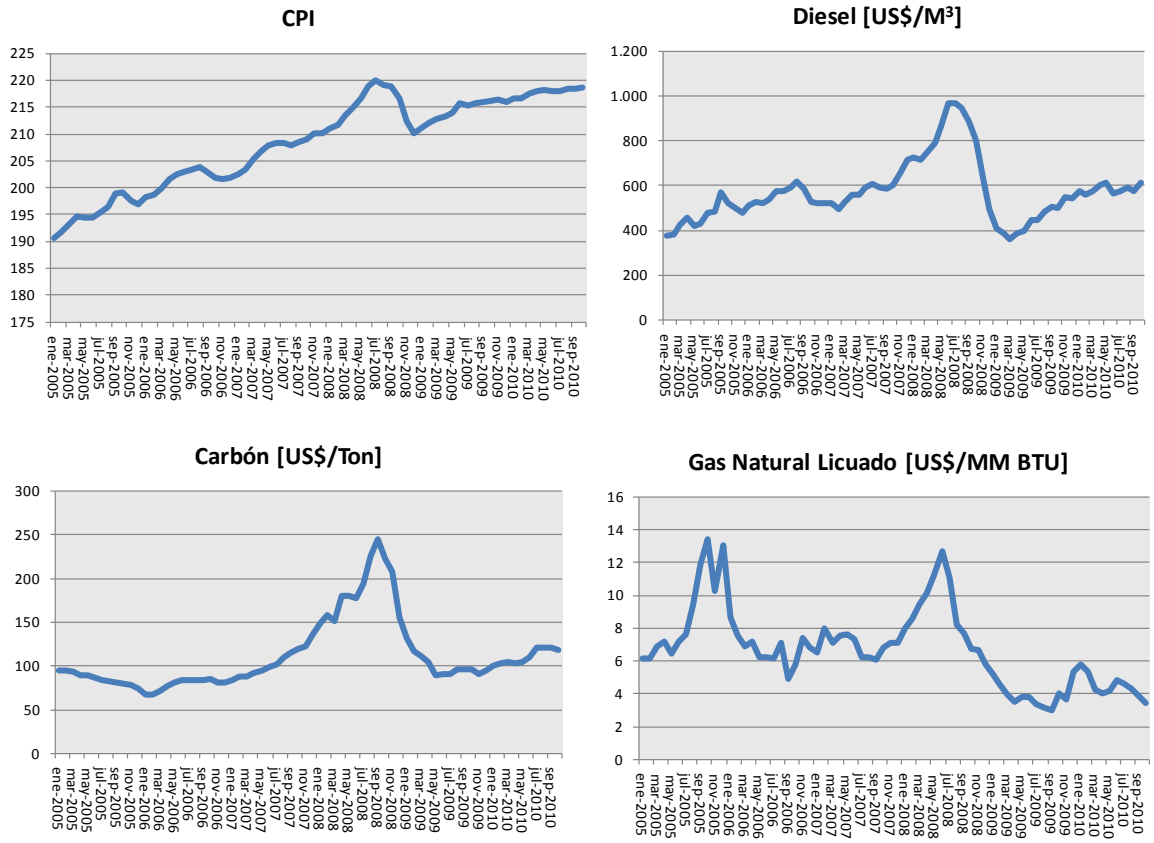


Fuente: Informe Valorización de Transferencias CDEC-SING, Systep

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)

ANEXO II

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Adjudicado	Precio [US$/MWh] Indexado Nov-10 Barra Suministro	Indexado Nov-10 Barra Quillota	Año de Inicio Suministro
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	80,6	79,9	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	80,1	79,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	80,4	80,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	129,5	129,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	130,3	130,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	131,0	131,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	132,5	132,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	133,3	133,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	134,1	134,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	134,4	134,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	134,4	134,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	134,4	134,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	134,4	134,4	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	102,9	102,9	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	91,6	91,6	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	69,4	68,0	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	151,2	141,2	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	140,9	137,2	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	140,9	137,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	78,9	77,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	151,2	141,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	151,2	141,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	151,2	141,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	151,2	141,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	151,2	141,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	151,2	141,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	151,2	141,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	151,2	141,2	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	75,3	77,5	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	76,8	78,9	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	61,8	60,6	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	61,5	60,2	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	57,9	61,1	59,8	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	151,2	141,2	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	151,2	141,2	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	151,2	141,2	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	151,2	141,2	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	151,2	141,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	56,4	55,7	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	63,6	62,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	151,2	141,2	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	55,9	55,4	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	56,2	55,7	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	56,0	56,0	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	55,1	55,1	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	134,4	134,4	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	61,0	61,0	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	51,7	53,1	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	55,8	54,7	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	55,8	54,7	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	151,2	141,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	151,2	141,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	151,2	141,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	151,2	141,2	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	151,2	141,2	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	75,0	74,4	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	151,2	141,2	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	151,2	141,2	2010

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

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

Fuente: Systep

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

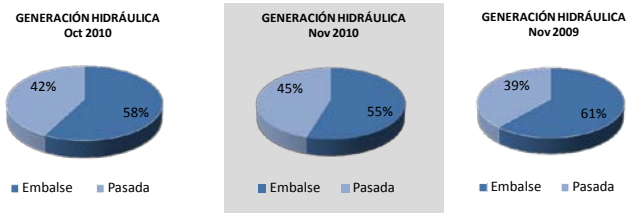
La generación en el SIC en el mes de noviembre, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un -19,6% respecto al mismo mes del año anterior, de un 1,6% en comparación al mes recién pasado, y de un -8,8% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -28,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un -3,7% en comparación al mes recién pasado, y de un -10,9% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -5,6% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 8,8% en comparación al mes recién pasado, y de un -6,1% en relación a los últimos 12 meses.

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

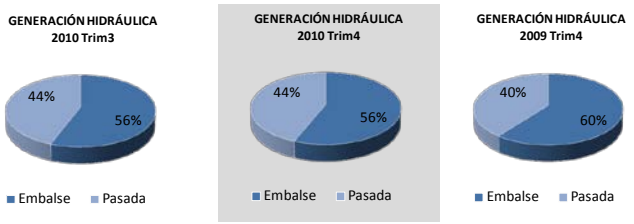
GENERACION HIDRÁULICA			
	Oct 2010	Nov 2010	Nov 2009
Embalse	1.125	1.084	1.516
Pasada	824	897	950
Total	**1.950**	**1.981**	**2.465**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

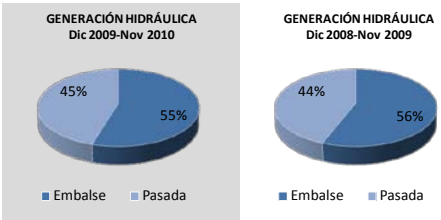
GENERACION HIDRÁULICA			
	2010 Trim3	2010 Trim4	2009 Trim4
Embalse	2.689	2.210	4.404
Pasada	2.125	1.721	2.881
Total	**4.815**	**3.931**	**7.284**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

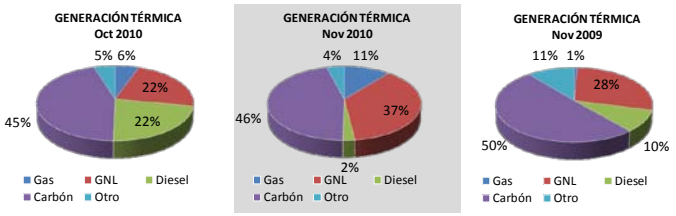
GENERACION HIDRÁULICA		
	Dic 2009-Nov 2010	Dic 2008-Nov 2009
Embalse	11.959	13.417
Pasada	9.886	10.527
Total	**21.845**	**23.944**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

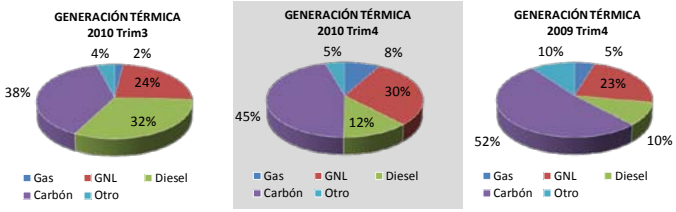
GENERACION TÉRMICA			
	Oct 2010	Nov 2010	Nov 2009
Gas	96	187	8
GNL	394	636	281
Diesel	392	39	96
Carbón	786	782	501
Otro	86	71	108
Total	**1.755**	**1.713**	**994**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

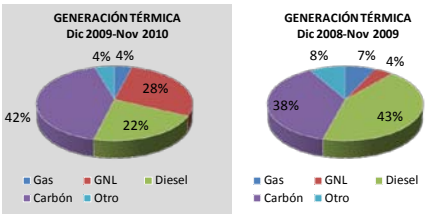
GENERACION TÉRMICA			
	2010 Trim3	2010 Trim4	2009 Trim4
Gas	125	283	158
GNL	1.481	1.030	777
Diesel	1.959	431	343
Carbón	2.374	1.568	1.739
Otro	252	157	340
Total	**6.190**	**3.467**	**3.358**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACION TÉRMICA		
	Dic 2009-Nov 2010	Dic 2008-Nov 2009
Gas	836	1.236
GNL	5.862	760
Diesel	4.531	7.549
Carbón	8.668	6.602
Otro	952	1.469
Total	**20.848**	**17.615**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de noviembre, muestra una variación de un 72,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un -2,4% en comparación al mes recién pasado, y de un 18,4% 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 94% en comparación al mes recién pasado, y de un -32,4% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de 126% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un 61,3% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de -59,8% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -90,2% en comparación al mes recién pasado, y de un -40% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 55,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un -0,6% en comparación al mes recién pasado, y de un 31,3% 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 -34,6% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -17,7% en comparación al mes recién pasado, y de un -35,2% en relación a los últimos 12 meses.

ANEXO IV

RM 88

Tabla IV-I Resumen por empresas a septiembre 2010 ($)*

EMPRESA	Total Saldo Acumulado Septiembre-10 $
CENELCA	-
PEHUENCHE	10.820.463.773
COLBUN	55.128.394.074
ENDESA	72.654.617.781
SGA	2.399.344.232
PUYEHUE	868.971.656
GUACOLDA	8.716.958.487
GENER	23.215.271.613
ESSA	13.379.292.085
IBENER	1.498.806.046
ARAUCO	4.594.001.868
CAMPANARIO	4.144.709.155
ELEKTRAGEN	998.426.703
NUEVA ENERGIA	330.769.479
SC DEL MAIPO	57.626.108
TECNORED	397.363.683
POTENCIA CHILE	1.573.053.549
PSEG	-
GESAN	10.834.276
PACIFIC HYDRO	80.689.717
LA HIGUERA	653.404.055
HIDROMAULE	172.353.160
ELECTRICA CENIZAS	48.170.393
EPSA	135.415.331
EL MANZANO	18.938.560
LOS ESPINOS	314.119.824
ENLASA	490.232.307
CRISTORO	1.919.074
PETROPOWER	1.051.423.374
GAS SUR	17.841.861
ORAFTI	201.210
PANGUIPULLI	- 3.197.878
HIDROELEC	86.397
NORVIND	- 383.517
MONTE REDONDO	- 604.171
PACIFICO	11.899.994
TOTAL	**203.781.414.262**

Fuente: CDEC-SIC, Systep

*NOTA: al momento de la publicación de este reporte no se encontraba publicada la información respecto al saldo total de cuentas RM88 a octubre de 2010.

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	Hidráulica
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón	Base	III	Carbón
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V	Carbón
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII	Carbón
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III	Carbón
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V	Carbón
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI	Hidráulica
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V	GNL
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM	Hidráulica
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	Aprobado	Carbón	Base	IV	Carbón
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV	Eólico
Central Hidroeléctrica Neltume	ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV	Hidráulica
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII	Hidráulica
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV	Carbón
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V	Carbón
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V	GNL
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI	Hidráulica
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III	Carbón
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII	Hidráulica
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV	Hidráulica
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III	Diesel
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidreléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII	Hidráulica
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII	Diesel
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII	Carbón
Parque Eólico Chilé	EcoPower SAC	112	235	04-10-2010	En Calificación	Eólico	Base	X	Eólico
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII	Eólico
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI	Hidráulica
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	Carbón
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV	Eólico
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV	Eólico
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV	Diesel
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII	Otros
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII	Diesel
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII	Eólico
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96	36	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	III	Diesel
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90	41	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV	Diesel
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X	Diesel
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV	Eólico
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74	150	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV	Eólico
Parque Eólico Llanquihue	Ener-Renova	74	165	30-11-2010	En Calificación	Eólico	Base	X	Eólico
DIA Parque Eolico El Pacifico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV	Eólico
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo IFO 180	Base	III	Diesel
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69	82	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	III	Diesel
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69	168	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV	Eólico
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallenar	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	III	Diesel
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66	123	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV	Eólico
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	VII	Diesel
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 6	Base	III	Diesel
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V	GNL
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X	Hidráulica
Central Hidroelectrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X	Hidráulica
Central Termoeléctrica Pirquenes	SW Business S.A.	50	82	22-01-2010	En Calificación	Carbón	Base	VIII	Carbón
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48	108	17-06-2010	Aprobado	Eólico	Base	IX	Eólico
Centrales Hidroeléctricas Río Puelche	HYDROCHILE SA	50	140	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII	Hidráulica
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV	Eólico
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII	Otros
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV	Eólico
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH-	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII	Hidráulica
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chiloé S.A.	36	100	27-10-2010	En Calificación	Eólico	Base	X	Eólico
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII	Hidráulica
Central de Energía Renovable No Convencional (ERNC) Tagua Tagua	Consorcio Energético Nacional S.A.	35	95	18-08-2010	En Calificación	Biomasa	Base	VI	Otros
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV	Diesel

ANEXO V

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 Auas Calientes CHAguasCalientes	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 Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque eolico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Ampliacion 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	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	20	50,0	09-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoiquén	Hidroangol 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	XIV
Central de Pasada Carilafquén-Malalcahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroelectrica de Pasada Rio Blanco, Hornopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Electrica Cenizas	Electrica Cenizas 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	Compañia Papelera del Pacifico 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 Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso	Hidroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Butamalal, Región del Bío-Bío CH Butamalal (e-seia)	RPI Chile Energías Renovables S.A.	11	25	24-10-2008	Aprobado	Hldráulica	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 Florin	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hidroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica Piruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bío-Bío Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPIL 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"	Hidroaustral 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	Hidroaustral S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DONGO	HIDROELECTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southphacific	SouthPacific Korp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELECTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Central Hidroeléctrica Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco 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 Nº 2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4	10-11-2009	En Calificación	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	II
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroelectrica de Pasada El Callao	Hidroenersur S.A.	7,5	3,2	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII

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 Diaz Vera
Ingeniero Senior
jpdiaz@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.