

Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Septiembre 2010



Contenido

Editorial	2
SIC	6
Análisis General	6
Análisis Precio de Licitación	10
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	11
Estado de los Embalses	12
Análisis Precios de los Combustibles	13
Análisis Precios Spot	14
Análisis Precio Medio de Mercado	15
RM 88	15
Análisis Parque Generador	16
Resumen Empresas	18
SING	27
Análisis General	28
Análisis Precio de Licitación	31
Análisis Precios de los Combustibles	31
Análisis Precios Spot	32
Análisis Precio Medio de Mercado	33
Análisis Parque Generador	33
Resumen Empresas	34
ANEXOS	35
Índice Precio de Combustibles	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
RM88	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

GDF Suez retiró central Barrancones de su portafolio de inversión. (El Mercurio, 08/09/10)

Proyecto que crea Tribunales Ambientales queda a un paso de iniciar su discusión en la Cámara. (Diario Financiero, 08/09/10)

Nuevo criterio de ubicación de gobierno podría impactar a cuatro centrales térmicas. (La Tercera 02/09/10)

Enap venderá GNL de Quintero a Colbún. (El Mercurio, 02/09/10)

Piñera asegura que no volverá a intervenir en centrales y acelera institucionalidad ambiental. (El Mercurio, 31/08/10)

Central Castilla será el próximo proyecto eléctrico que enfrentará oposición de grupos locales. (La Tercera, 30/08/10)

Gobierno elevará estándares medioambientales para nuevas centrales termoeléctricas. (El Mercurio, 30/08/10)

Multinacional GDF Suez aborta construcción de termoeléctrica. (El Mercurio, 27/08/10)

Piñera pide no instalar termoeléctrica en Punta Choros en medio de fuertes presiones. (El Mercurio, 27/08/10)

Conama: Proyecto de termoeléctrica Barrancones cumple con normas ambientales. (Emol, 25/08/10)

Colbún pagará US\$ 42 millones para terminar contrato de transporte de gas. (El Mercurio, 25/08/10)

GNL Quintero evalúa ampliar terminal ante mayor demanda. (La Tercera, 20/08/10)

Central de Gener en Argentina suma dos meses sin despachar a Chile y complica al SING. (Diario Financiero, 18/08/10)

Gener logra permiso definitivo para retomar la construcción del proyecto termoeléctrico Campiche. (El Mercurio, 17/08/10)

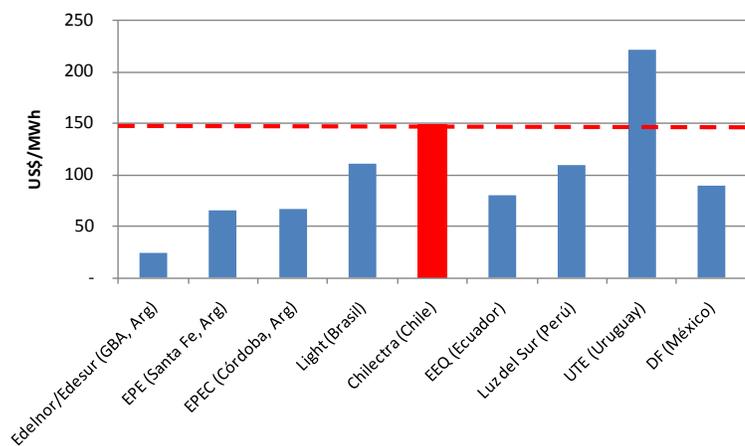
Embalses muestran déficit de 43% respecto de sus promedios históricos. (El Mercurio, 12/08/10)

Editorial

¿Podemos evadir el desarrollo termoeléctrico en Chile?

El Banco Central recientemente elevó la proyección de crecimiento del país, situándola entre 5,0% y 5,5% para este año y entre 5,5% y 6,5% para el próximo. El que este buen momento económico se sustente en el largo plazo depende de múltiples factores, siendo uno de ellos la disponibilidad y el costo de suministro energético, este último es hoy uno de los más elevados de América Latina.

Figura 1: Tarifa residencial para consumo mensual de 150 kWh (Ref: Montamat & Asociados. Valores a julio de 2010)



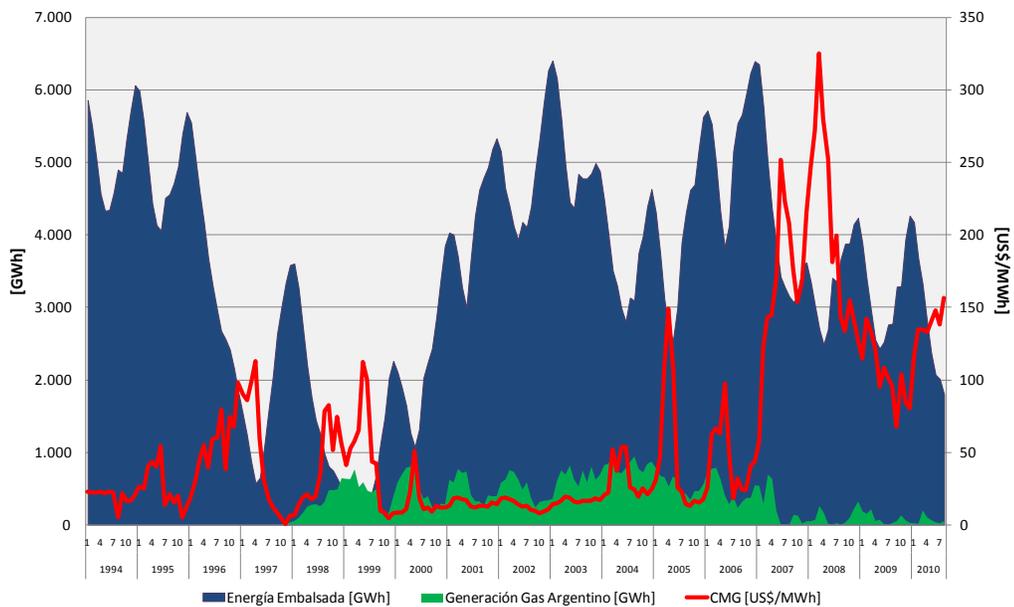
El consumo eléctrico de los clientes regulados, hogares y comercio, explica aproximadamente el 55% de la demanda del SIC, y mejores expectativas económicas implican necesariamente que aumente. Al mismo tiempo, un aumento en la producción industrial requerirá importantes volúmenes de energía; hoy se observa con interés las oportunidades de desarrollo que producirán nuevos proyectos mineros e industriales. Sólo en el norte del SIC, en la III y IV Región, proyectos como Cerro Casale, Inca de Oro, El Morro, Pascua Lama, Caserones, Pelambres, y AgroSuper, entre otros, requerirán conjuntamente alrededor de 850 MW. En este contexto, dado los tiempos necesarios para materializar inversiones en generación y transmisión, este año debieran decidirse nuevos proyectos eléctricos, de generación y transmisión, que permitirán incrementar la oferta de energía eléctrica a mediados de esta década. Ciertamente la posibilidad de no contar oportunamente con energía a precios competitivos, ya sea producto de la imposibilidad de concretar nuevas inversiones en generación o por falta de un sistema de transmisión, será un factor relevante que pondría en riesgo la materialización prevista de dichos proyectos.

Alternativas como una mayor eficiencia en el uso de la energía y gestión de la demanda, si bien contribuyen a atenuar el crecimiento, son marginales en un país que en los próximos 10 a 15 años debería duplicar su consumo de energía para permitir su desarrollo económico, y por ende también, duplicar su capacidad instalada.

El desafío que se enfrenta no es simple, se requiere un justo equilibrio entre eficiencia económica y seguridad de suministro, siendo por otra parte responsables en la conservación del medio ambiente y la sustentabilidad social. Lamentablemente, no existe tecnología que no produzca, de una u otra forma, un impacto en el medio ambiente. Aquellas que hoy son más limpias, también lo producen de manera visual, sonora, u ocupando extensiones de terreno que, muchas veces, también son importantes. A modo de ejemplo, hoy en California se están desarrollando nueve proyectos termo-solares de gran escala, que en conjunto aportarán 4.580 MW y una vez completados ocuparán 16.684 hectáreas (3,6 ha/MW para una fuente de energía que en el mejor de los casos podría alcanzar un factor de planta de 30% a 35%). Como contraste, recursos hidroeléctricos importantes en la zona de Aysén podrían ser explotados, permitiendo la producción de 2.750 MW, inundando una superficie de 5.910 hectáreas (2,1 ha/MW para una fuente de energía que alcanza un factor de planta de 75%).

En el logro de dicho equilibrio, Chile aprendió en los últimos 15 años, a través de distintas crisis energéticas, la importancia de diversificar su matriz energética, crisis que condicionaran altos costos de suministro, que llevaron incluso durante los años 1998 y 1999 a racionamientos de energía.

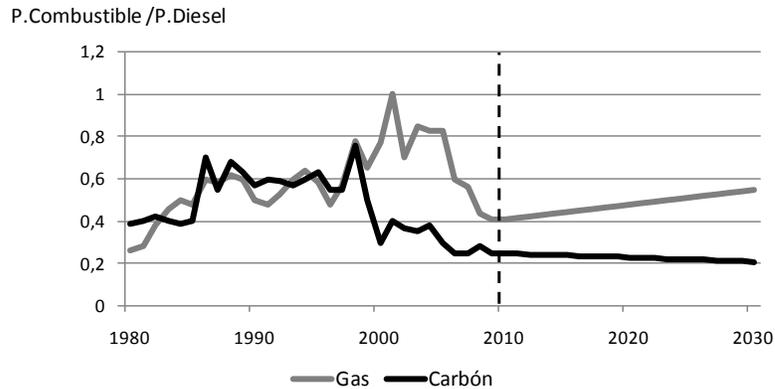
Figura 2: Energía Embalsada y Generación con Gas Argentino v/s Costo Marginal del Sistema (Ref: Systep – CNE)



Los hechos recientes que hicieron abortar el proyecto Central Barrancones, que iba a aportar 540 MW al sistema, dieron lugar a que grupos ambientalistas solicitaran públicamente el término de los proyectos termoeléctricos en el país, sin considerar que la mayoría de las fuentes renovables necesitan energía termoeléctrica de apoyo. Efectivamente, las fuentes renovables eólica, solar e hidroeléctrica, en distinto grado, presentan cierta incertidumbre en la disponibilidad del recurso energético, de manera que requieren el complemento de generación térmica de distintas fuentes (gas, carbón, biomasa, geotermia y diesel).

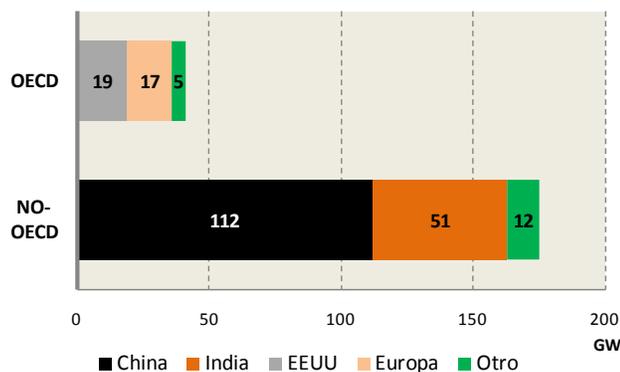
Respecto a los combustibles fósiles, desde la perspectiva económica, el carbón ha sido históricamente la fuente energética más económica, y por eso ha sido muy atractivo para la generación termoeléctrica. Más aún, la Agencia Internacional de Energía (IEA) proyecta que el carbón seguirá siendo el combustible más económico durante los próximos 20 años.

Figura 3: Razón de precios de gas natural y carbón respecto al Diesel (Ref: World Energy Outlook 2009, IEA)



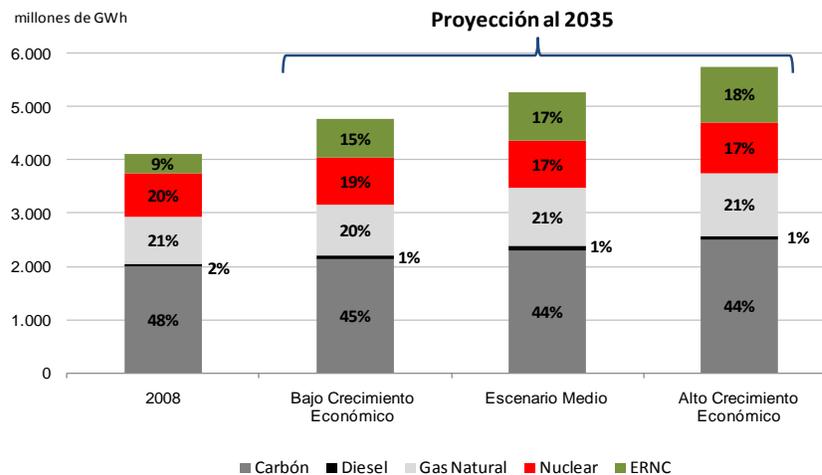
Lo anterior redonda que, a nivel internacional, se proyecta que el desarrollo energético continuará prioritariamente basado en centrales térmicas a carbón, principalmente impulsado por las economías emergentes de Asia, pero también con participación de países miembros de la OECD, aunque en estos últimos ha ganado terreno el gas natural. Este desarrollo es acompañado con crecientes exigencias ambientales a los proyectos a carbón, tanto en contaminación local como en producción de gases de efecto invernadero.

Figura 4: Centrales termoeléctricas a carbón en construcción por país (Ref: World Energy Outlook 2009, IEA)



El desarrollo de las energías renovables está teniendo importante desarrollo, particularmente en Europa y Norteamérica, motivado fundamentalmente por el objetivo de reducir la producción de gases de efecto invernadero de las grandes economías industriales. Sin embargo, los objetivos son acotados, a nivel europeo se ha planteado el logro al 2020 de un 20% de consumo energético viniendo de energías renovables, y ya surgen voces de alarma de no ir más allá, por los altos costos que ello implica. La Energy Information Administration (EIA) también es cauta en sus proyecciones, la mayor contribución de las energías renovables a la producción de energía a nivel mundial en tres escenarios de crecimiento de la economía global sería de un 18% al año 2035 (Figura 5).

Figura 5: Generación eléctrica por tipo de combustible (Ref: Annual Energy Outlook 2010, EIA)



La interrogante central es entonces, en un contexto mundial de economías emergentes, altamente competitivo, cómo debe Chile abordar su desarrollo energético y eléctrico futuro. ¿Sin centrales a carbón? ¿Con o sin grandes centrales hidroeléctricas? ¿Con qué porcentaje de energías renovables no convencionales? ¿Cómo debe controlar los impactos ambientales locales y la emisión de gases de efecto invernadero? No hay una sola respuesta a las preguntas anteriores, pero es claro que el país no puede seguir un camino aislado; debe observar cuidadosamente, sin discriminación, todas aquellas alternativas tecnológicas que le permitan generar electricidad, con exigencias ambientales que controlen emisiones de contaminantes locales y globales, y siempre manteniendo una prudente racionalidad económica en las definiciones y decisiones, tanto en el ámbito público como privado. El país no puede seguir cantos de sirena que hagan peligrar su abastecimiento energético futuro, amenazando su desarrollo económico y social.

Figura 6: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Análisis de Generación del SIC

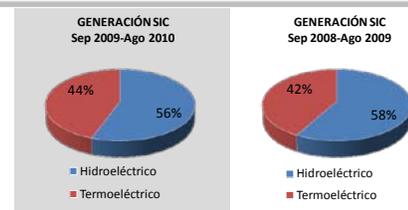
En términos generales, durante el mes de agosto de 2010 la generación de energía en el SIC disminuyó en un 0,2% respecto a julio, pero con un alza de 7,9% respecto a agosto de 2009.

La generación hidroeléctrica disminuyó en un 14,3% respecto de julio, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 11,9%. De esta forma, tan sólo un 39% de la energía consumida en el SIC en el mes de agosto de 2010 fue abastecida por centrales hidroeléctricas.

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de agosto el aporte de las centrales de embalse al sistema disminuyó en un 17,1% respecto a julio, mientras que las centrales de pasada disminuyeron su aporte en un 10,7% en relación al mismo mes. Por otra parte, la generación térmica experimentó un aumento de generación para todas las tecnologías respecto a julio de 2010. La generación diesel aumentó en un 17%, la generación a carbón en un 5,7%, la generación a gas en un 186,8% y la generación con GNL presentó un aumento de 10,1%. Se destaca de la Figura 9 que la generación con GNL representa para este mes un 12,8% de la matriz de energías del SIC, frente a los 23,1% que representa el diesel y el 21% del carbón.

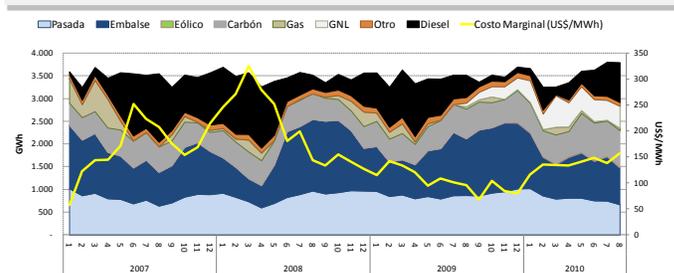
En la Figura 8 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Los costos marginales del SIC durante el mes de agosto llegaron a un valor promedio de 156,5 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 95,6 US\$/MWh de agosto de 2009 representa una importante alza de 64%.

Figura 7: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



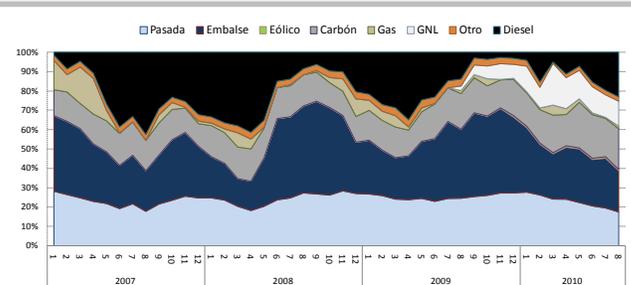
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 8: Generación histórica SIC



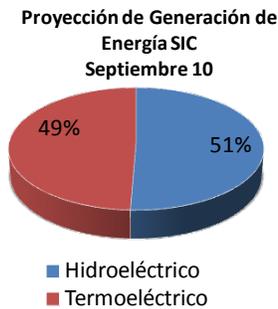
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 9: Generación histórica SIC (%)



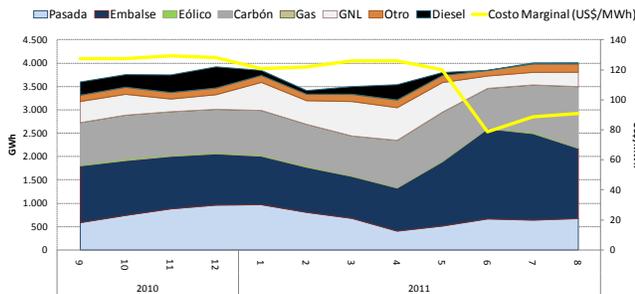
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 10: Proyección de Generación de Energía agosto 2010 SIC



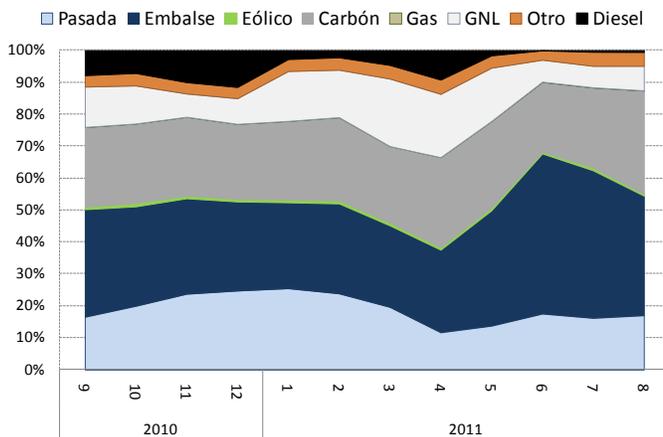
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 11: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 12: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de septiembre de 2010, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 51% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

La Figura 11 y Figura 12 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 agosto de 2010, la generación de energía experimentó un aumento de 7,9% respecto del mismo mes de 2009, pero con una disminución de 0,2% respecto julio de 2010.

Respecto a las expectativas para el año 2010, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 43.392 GWh, lo que comparado con los 41.736 GWh del año 2009 representaría un crecimiento anual para el año 2010 del 3,97%.

La Figura 14 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

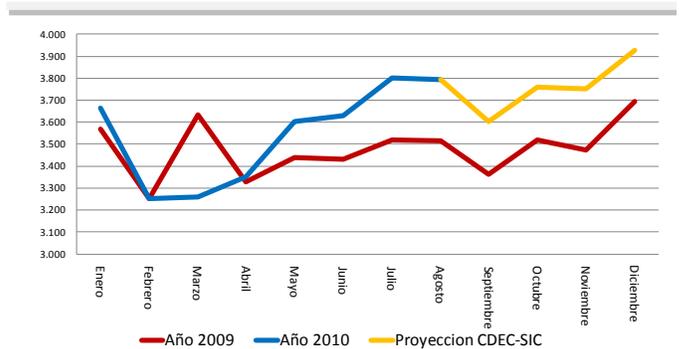
Precio de Nudo de Corto Plazo

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, el precio de la energía experimentó en el mes de agosto de 2010 una variación superior al 10%.

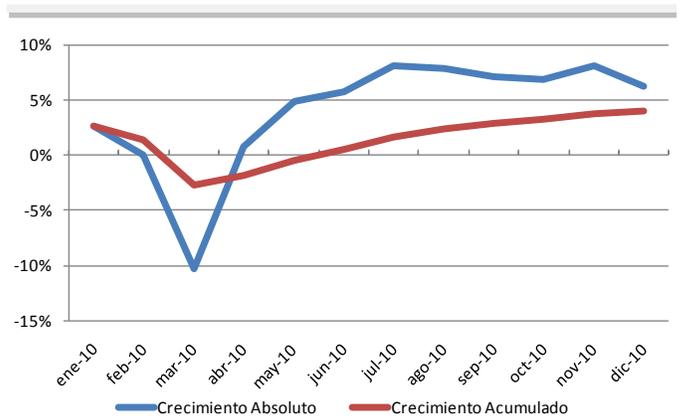
Los valores definidos por la autoridad son: 46,47 \$/kWh y 4.987,29 \$/kW/mes para el precio de la energía y potencia respectivamente en la barra Alto Jahuel 220. Esto resulta un precio monómico de 55,39 \$/kWh. Este valor representa un alza de 11% respecto al valor calculado en la fijación de abril de 2010 (49,75 \$/kWh para el precio monómico).

Figura 13: Generación histórica de energía (GWh)



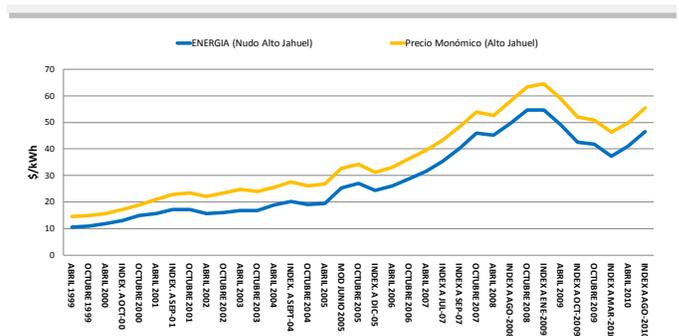
Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 14: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 15: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Análisis Precios de Licitación

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

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

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

No obstante lo anterior, y puesto que los nuevos contratos de suministro asignados según esta modalidad empezarán a regir gradualmente a partir de este año, los contratos firmados con anterioridad a la Ley 20.018 seguirán vigentes hasta su vencimiento, regidos por los precios de nudo fijados semestralmente por la autoridad (precio de nudo de corto plazo). De esta forma, existirá implícitamente un período de transición en el cálculo del precio de energía y potencia para clientes regulados.

Cabe recordar que para el período 2010-2011, el precio de los contratos de la tercera licitación se indexará según el índice de costo de suministro de corto plazo, correspondiente al promedio trimensual del costo marginal horario en la barra correspondiente al punto de oferta del bloque de suministro licitado, ponderado por la respectiva generación bruta horaria total del sistema. El valor utilizado como base refleja el precio de suministro de largo plazo de la energía en el SIC para contratos regulados, valor fijado en 88,22 US\$/MWh. No obstante, existen condiciones que limitan el precio de la energía, el cual no podrá ser superior al menor valor entre el costo de suministro de corto plazo correspondiente y el precio promedio del diesel publicado por la Comisión (US\$/m³), este último valor ponderado por un factor de 0,322 (m³/MWh) en 2010 y 0,204 (m³/MWh) en 2011. Para el período 2012 en adelante el precio de la energía se indexa según los precios de combustibles y CPI, según sea definido en los respectivos contratos.

La Tabla 1 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 1: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a ago-2010)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	88,7	5.419
Campanario	142,5	1.750
Colbún	83,8	6.782
Endesa	76,7	12.825
Guacolda	71,7	900
EMELDA	143,0	200
EPSA	143,0	75
Monte Redondo	143,0	275
Precio Medio de Licitación		85,94

* Precios referidos a Quillota 220

Precio de Nudo de Largo Plazo

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

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

De esta forma, se calculan los reajustes de manera que ningún precio promedio por distribuidora referido a un nodo común sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema. Para el cálculo de los reajustes se tomó Quillota 220 como nodo de referencia. La Tabla 2 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 2: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios reajustados ago-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	65,19	83,66	82,99	4.500
Chilquinta	115,05	100,63	100,63	2.567
EMEL	76,77	95,25	95,25	2.007
CGE	130,00	107,14	100,63	7.220
SAESA	79,07	97,55	98,57	4.432

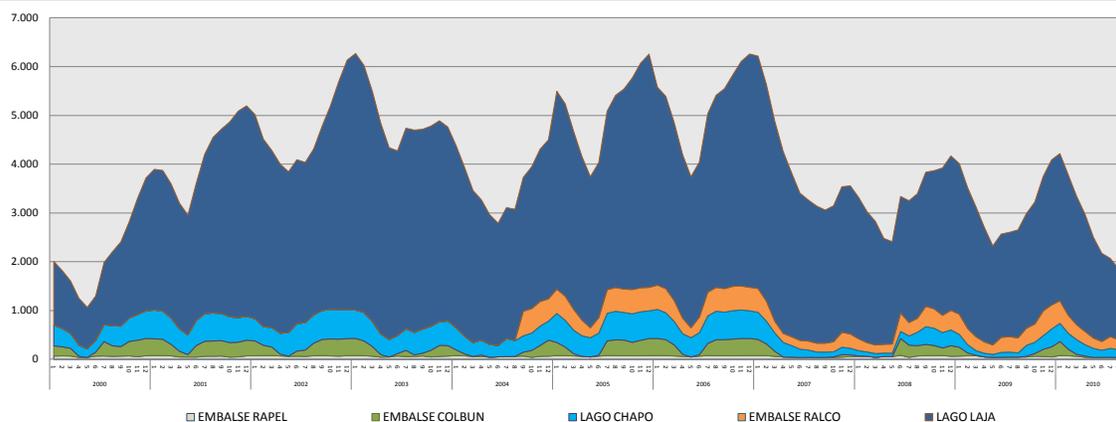
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a agosto de 2010 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 95,84 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 septiembre de 2010 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 1.839 GWh, lo que representa un 1% menos de lo registrado a comienzos del mes de agosto, y una baja 39% respecto a septiembre 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 40% menor a la disponible en septiembre de 2009.

Figura 16: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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

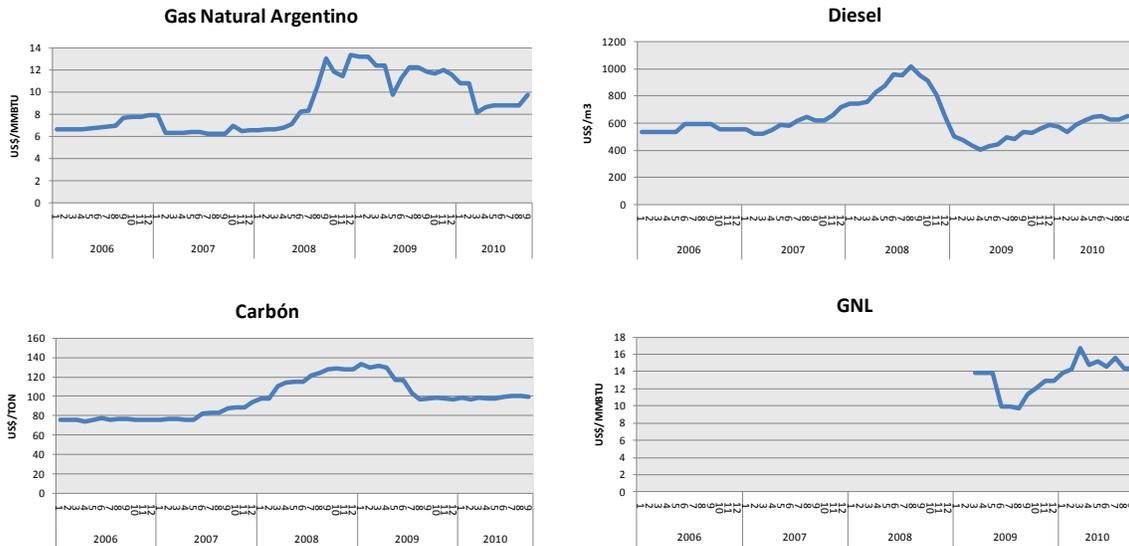
		Ago 2010	Sep 2010	Sep 2009
EMBALSE	COLBUN	0	18	16
	% de la capacidad máxima	0%	5%	5%
EMBALSE	RAPEL	39	39	49
	% de la capacidad máxima	46%	46%	58%
LAGUNA	LA INVERNADA	4	5	14
	% de la capacidad máxima	3%	4%	10%
LAGO	LAJA	1.455	1.419	2.349
	% de la capacidad máxima	28%	27%	45%
LAGO	CHAPO	162	164	225
	% de la capacidad máxima	26%	26%	35%
EMBALSE	RALCO	205	193	349
	% de la capacidad máxima	40%	38%	69%

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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 17.

Figura 17: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

Los costos marginales del SIC para el mes de agosto de 2010 presentan un alza de 13,4% respecto a los registrados en el mes de julio, con un alza de 63,8% respecto a lo observado en agosto de 2009.

En la Tabla 5 y Figura 18 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos. Los costos marginales proyectados por el CDEC convergen a valores definidos por un mix GNL-Carbón particularmente dado por la operación de las centrales San Isidro GNL y las centrales a carbón Guacolda.

Tabla 4: 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	
Octubre	154	155	104	
Noviembre	169	141	85	
Diciembre	215	127	80	

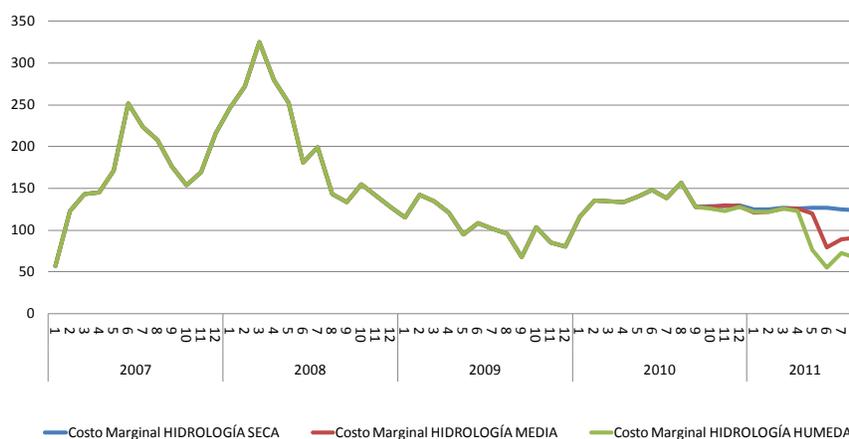
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2010	Septiembre	127	127	127
-	Octubre	128	127	126
-	Noviembre	128	129	123
-	Diciembre	129	128	127
2011	Enero	125	121	122
-	Febrero	125	122	122
-	Marzo	126	126	126
-	Abril	126	126	122
-	Mayo	126	120	76
-	Junio	126	79	55
-	Julio	125	89	72
-	Agosto	124	91	67

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

Figura 18: Costo Marginal Quillota 220 (US\$/MWh)



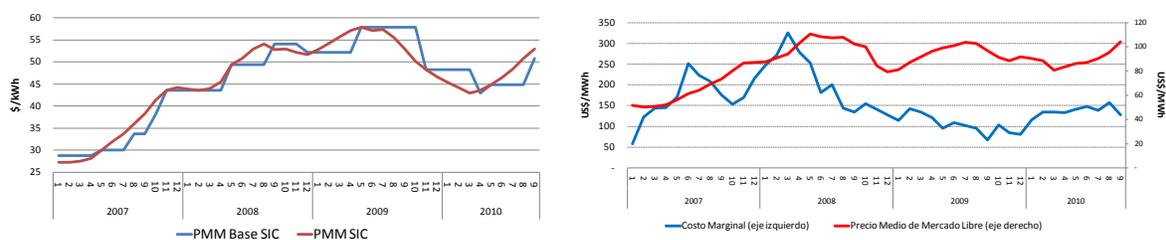
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado se determina en base a los precios de los contratos con los clientes libres 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 la energía para el Sistema Interconectado Central. (Fuente: CNE)

El precio medio de mercado vigente a partir del 2 de septiembre de 2010 es de 52,92 \$/kWh, lo que representa un alza de 4,18% respecto al precio definido en la indexación de agosto de 2010 (50,80 \$/kWh).

Figura 19: Precio Medio de Mercado histórico y esperado



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 6 expone los resultados obtenidos para las principales empresas actualizados al mes de julio de 2010.

Tabla 6: Saldo total de cuentas RM88 a julio 2010

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	81.617
Gener	41.116
Colbún	61.936
Guacolda	9.797
Pehuenche	12.156

Fuente: CDEC-SIC

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 7 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para el período comprendido entre septiembre de 2010 y septiembre de 2011.

En total se espera la incorporación de 1.176 MW de potencia, incluyendo a las centrales de pasada La Higuera (155 MW) y Confluencia (155 MW), las que se esperan en operación para sept-10 y oct-10 respectivamente. 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.

Unidades en Mantención

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

- Guacolda (U2 por 153 MW): 15 días en septiembre.
- Guacolda (U3 por 152 MW): 5 días en septiembre.
- Los Pinos (U1 por 101,5 MW): 3 días en octubre.
- Nueva Renca (369 MW): 10 días en octubre.
- Guacolda (U1 por 141 MW): 60 días desde octubre hasta diciembre.
- San Isidro: (U1 por 367MW): 40 días desde noviembre a diciembre.
- Campanario (118 MW): 15 días en noviembre.
- Tal Tal (U1 por 122 MW): 7 días en noviembre.
- Los Pinos (U1 por 101 MW): 11 días en noviembre.
- Tierra Amarilla (150 MW): 15 días en noviembre.
- Nehuenco (361,4 MW): 10 días en noviembre.

Tabla 7: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Neta [MW]	Potencia Max. [MW]
Hidráulicas				
San Clemente	Colbún	Pasada	sep-10	6
La Higuera	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	sep-10	155
Mariposas	Hidroeléctrica Rrío Lircay	Pasada	sep-10	6
Licán	Candelaria	Pasada	oct-10	17
Guayacan	Energía Coyanco	Pasada	oct-10	10,4
Confluencia	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	oct-10	155
Térmicas				
Punta Colorada Fuel I	Barrick Chile Generación	Diesel	sep-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	Comasa		sep-11	25
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.176

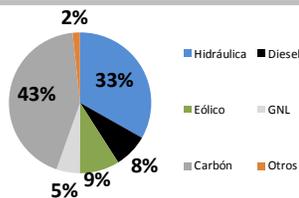
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 8: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	5.531	7.512
Diesel	1.289	900
Eólico	1.509	3.250
GNL	879	527
Carbón	7.140	12.663
Otros	283	532
TOTAL	16.632	25.384
Aprobado	8.548	12.742
En Calificación	8.084	12.642
TOTAL	16.632	25.384

Fuente: SEIA, Syste

Figura 20: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Syste

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 16.632 MW (8.084 MW en calificación), con una inversión de 25.384 MMUS\$. En la Tabla 9 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.

Para el mes de agosto de 2010 se destaca la aprobación de los proyectos Unidad 5 de Guacolda (152 MW en la III Región), Parque Eólico Arauco (100 MW en la VIII Región) y el Parque Eólico Collipulli (48 MW en la IX Región). Caso aparte es la central Barrancones, tema discutido en esta editorial.

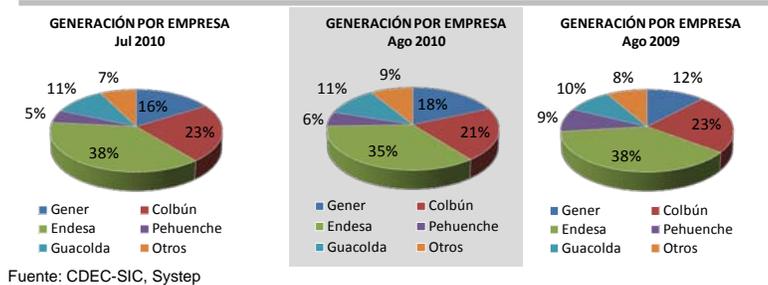
Ingresaron también durante este mes los proyectos Central Hidroeléctrica El Cóndor (5,5 MW en la IX Región) y la central ERNC de Tagua Tagua de Biomasa (35 MW en la VI Región).

Tabla 9: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoelectrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón	Base	III
Central Termoelectrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A.	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoelectrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A.	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A.	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	Aprobado	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Tallinay	Eólica Tallinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoelectrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV
Central Termoelectrica Campiche	AES GENER S.A.	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoelectrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoelectrica Santa Lidia en Charrúa	AES GENER S.A.	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A.	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV

Fuente: SEIA, Syste

Figura 21: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Resumen Empresas

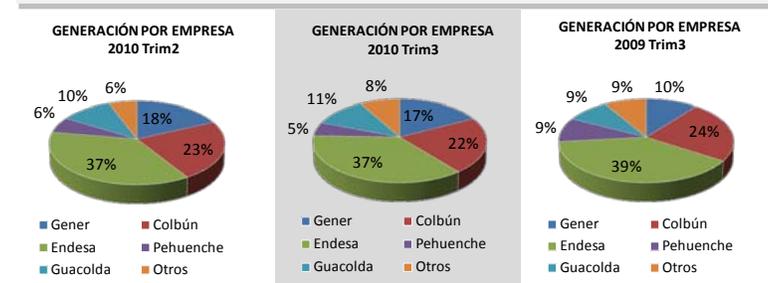
En el mercado eléctrico del SIC existen 5 agentes principales que aportan más del 80% de la producción de energía. Estas empresas son AES Gener, Colbún, Endesa, Pehuenche y Guacolda.

Al mes de agosto de 2010, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 35% de la producción total de energía, seguido de Colbún (21%), Gener (18%), Guacolda (11%) y Pehuenche (6%).

En un análisis por empresa se observa que Gener, Pehuenche y Guacolda aumentaron su producción en un 14,1%, 12,7% y 2,2% respectivamente en relación a julio. Por otro lado Colbún y Endesa disminuyeron su producción para el mismo período en un 8,8% y 6,9%.

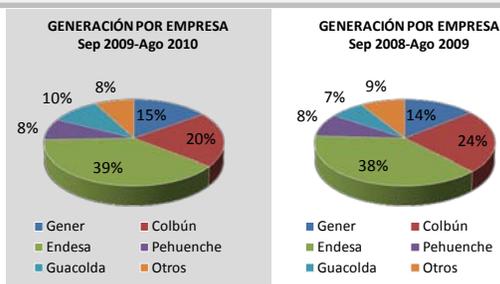
En las Figura 21 a Figura 23 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

Figura 22: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 23: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses

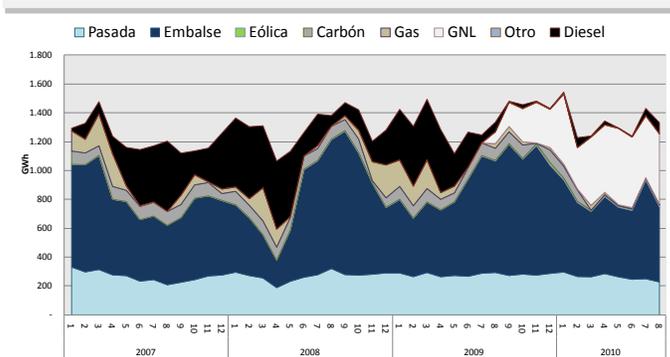


Fuente: CDEC-SIC, Syste

ENDESA

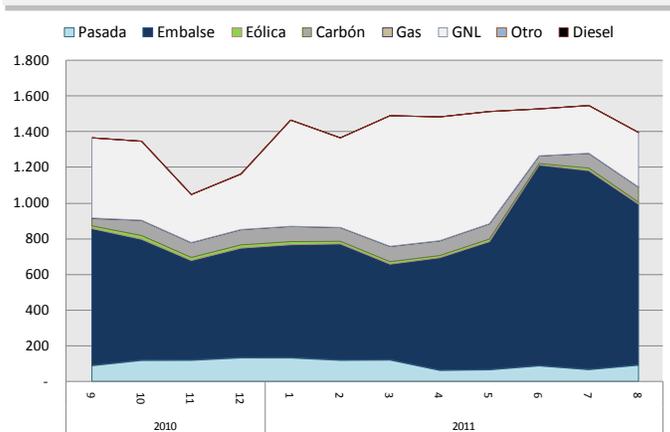
Analizando por fuente de generación, durante el mes de agosto la producción utilizando centrales de embalse exhibe una disminución de 23,7% respecto al mes de julio, con una baja de 32,5% en relación a agosto de 2009. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presenta una disminución de 8,9% respecto a julio, con una disminución de 22,4% respecto a agosto de 2009. La generación diesel presenta una alza de 56,2% respecto al mes de julio, con un aumento de 16,8% respecto a agosto 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 13,4% respecto a julio.

Figura 24: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 25: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 10: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Jul 2010	Ago 2010	Ago 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	250	228	294	-8,9%	-22,4%
Embalse	687	524	776	-23,7%	-32,5%
Gas	2	6	33	196,8%	-81,9%
GNL	429	487	82	13,4%	495,4%
Carbón	0	0	83	0,0%	-100,0%
Diésel	49	76	65	56,2%	16,8%
Eólico	14	12	3	-15,0%	251,5%
Total	1.431	1.333	1.336		

Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 11: Generación Endesa, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN ENDESA			
	Sep 2009-Ago 2010	Sep 2008-Ago 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.217	3.360	-4,3%
Embalse	7.685	7.581	1,4%
Gas	180	1.093	-83,5%
GNL	4.593	82	5516,3%
Carbón	425	893	-52,4%
Diesel	278	2.817	-90,1%
Eolico	127	32	294,1%
Total	16.506	15.858	

Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 12: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2010 Trim2	2010 Trim3	2009 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	795	478	855	-44,1%	-39,9%
Embalse	1.500	1.211	2.503	-51,6%	-19,3%
Gas	33	8	72	-88,8%	-75,9%
GNL	1.486	916	249	268,7%	-38,3%
Carbón	0	0	252	-100,0%	0,0%
Diesel	31	125	124	0,3%	301,0%
Eólico	33	26	10	152,5%	-20,0%
Total	3.879	2.764	4.064		

Fuente: CDEC-SIC, System

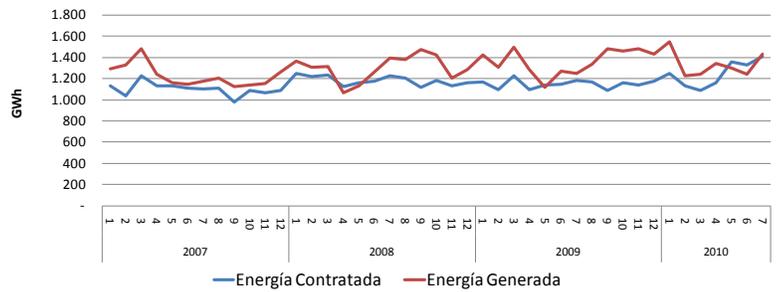
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante julio de 2010 fue de 1.431 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.410 GWh; por tanto, por su carácter excedentario, realizó ventas de energía en el mercado *spot*, manteniendo la tendencia del mes anterior.

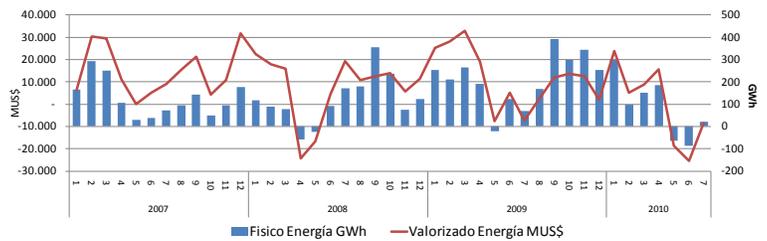
En la Figura 26 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

Figura 26: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 27: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, System

Transferencias de Energía

Durante el mes de julio de 2010 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 21,4 GWh, las que son valorizadas en -8,53 MMUS\$. En la Figura 27 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.¹

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 agosto, la producción utilizando centrales a carbón exhibe un aumento de 10,1% respecto al mes de julio, con un aumento de 60,5% en relación a agosto de 2009. La generación en base a centrales de pasada muestra una baja de 8,2% respecto a julio, con un alza de 8,5% en relación al mismo mes del año 2009. Por su parte, las centrales diesel muestra un alza de 15,1% respecto al mes de julio y un fuerte aumento de 126,2% respecto a agosto de 2009.

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

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

Tabla 13: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Jul 2010	Ago 2010	Ago 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	92	85	78	-8,2%	8,5%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	3	36	9	1332,0%	306,9%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	338	372	232	10,1%	60,5%
Diesel	174	200	88	15,1%	126,2%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	8	8	17	2,4%	-50,2%
Total	615	701	424		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 14: Generación Gener, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN GENER			
	Sep 2009-Ago 2010	Sep 2008-Ago 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.505	1.559	-3,5%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	126	23	446,5%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	3.350	2.612	28,3%
Diesel	1.290	1.525	-15,4%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	97	113	-14,4%
Total	6.368	5.833	

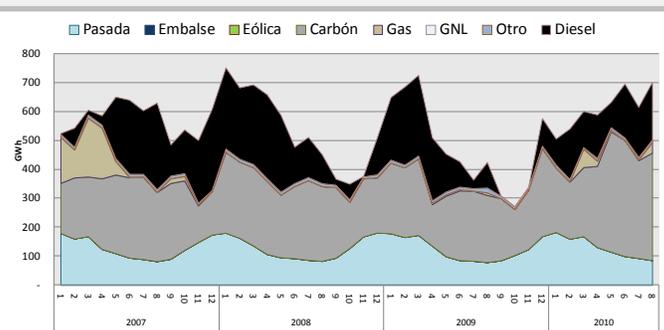
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 15: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2010 Trim2	2010 Trim3	2009 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	342	177	245	-27,7%	-48,3%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	22	39	9	323,6%	77,3%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.099	710	689	3,1%	-35,4%
Diesel	425	373	118	215,5%	-12,1%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	26	16	33	-50,7%	-38,0%
Total	1.915	1.316	1.094		

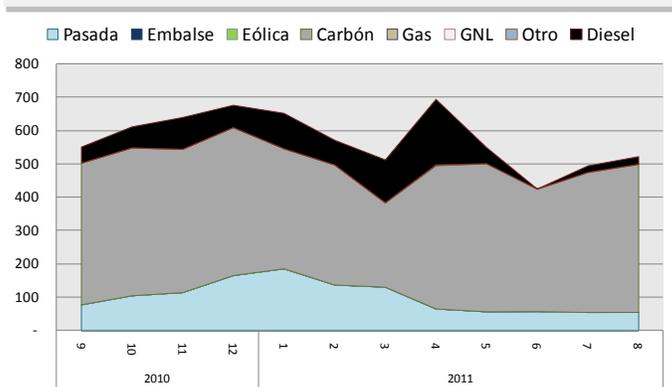
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 28: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 29: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

GENER

Generación Histórica vs Contratos

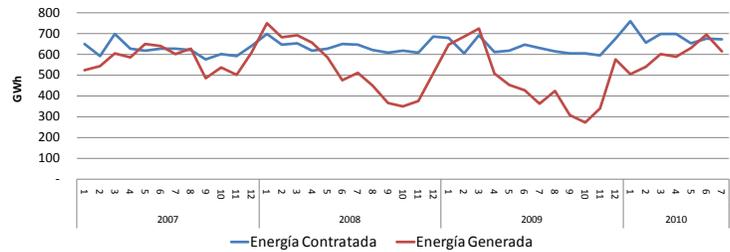
La generación real de energía para Gener durante julio de 2010 fue de 615 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 673 GWh; por tanto, tuvo que realizar compras de energía en el mercado *spot*.

En la Figura 30 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

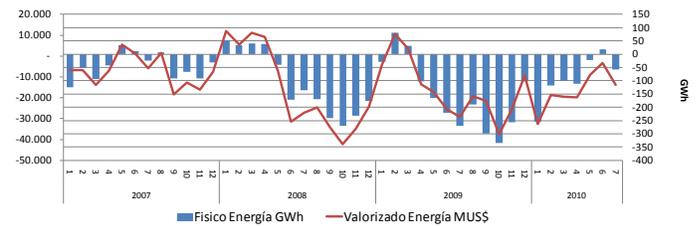
Durante el mes de julio de 2010 las transferencias de energía de Gener ascienden a -58,7 GWh, las que son valorizadas en -13,9 MMUS\$. En la Figura 31 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.²

Figura 30: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 31: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, durante el mes de agosto, la producción de las centrales de embalse exhibe una baja de 14,2% respecto al mes de julio, con una reducción de 39,4% en relación a agosto de 2009. La generación de centrales diesel presenta un aumento de 3,4% respecto a julio, con un alza de 54,9% respecto a agosto de 2009. Por último, las centrales de pasada presentan una baja en su aporte de un 23% respecto a julio, y una baja de 37,2% respecto a agosto de 2009. Respecto a la generación con gas, esta fue nula durante el mes de agosto de 2010

En la Figura 33 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 16: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Jul 2010	Ago 2010	Ago 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	206	159	253	-23,0%	-37,2%
Embalse	161	138	228	-14,2%	-39,4%
Gas	9	0	11	-100,0%	-100,0%
GNL	13	0	0	-100,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	478	494	319	3,4%	54,9%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	867	791	811		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 17: Generación Colbún, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN COLBUN			
	Sep 2009-Ago 2010	Sep 2008-Ago 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.730	2.908	-6,1%
Embalse	3.088	3.320	-7,0%
Gas	328	264	24,0%
GNL	367	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	2.192	3.338	-34,3%
Eólico	0	0	0,0%
Total	8.704	9.831	

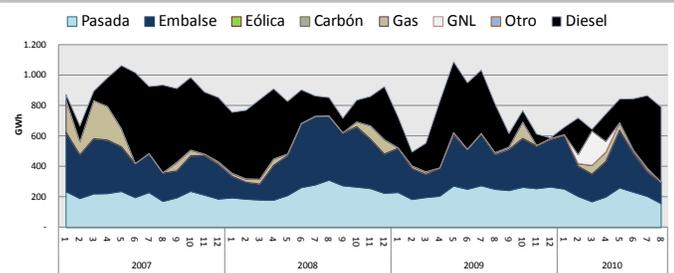
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 18: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2010 Trím2	2010 Trím3	2009 Trím3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	698	365	774	-52,8%	-47,7%
Embalse	870	299	839	-64,3%	-65,6%
Gas	124	9	24	-63,6%	-93,0%
GNL	69	13	0	0,0%	-81,3%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	675	972	827	17,6%	44,1%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.436	1.658	2.463		

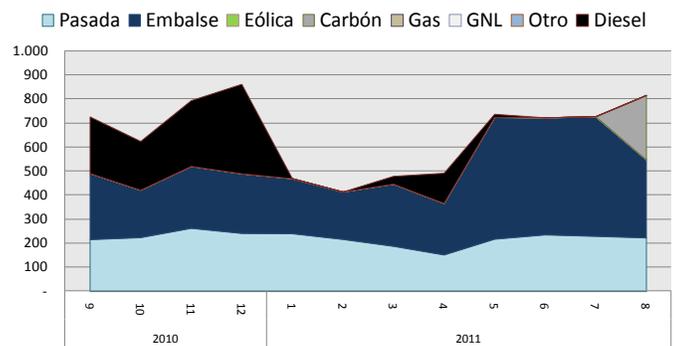
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 32: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 33: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

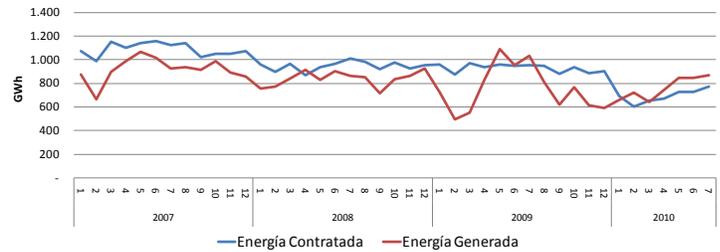
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante julio de 2010 fue de 867 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 771 GWh; por tanto, tuvo que realizar ventas de energía a costo marginal en el mercado *spot*, por su carácter de excedentario.

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

Figura 34: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

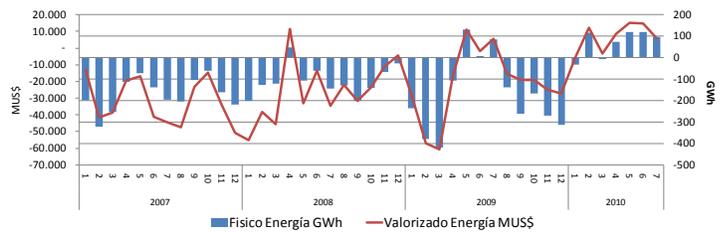


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Transferencias de Energía

Durante el mes de julio de 2010, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 96 GWh, las que son valorizadas en 5,94 MMUS\$. En la Figura 35 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.³

Figura 35: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

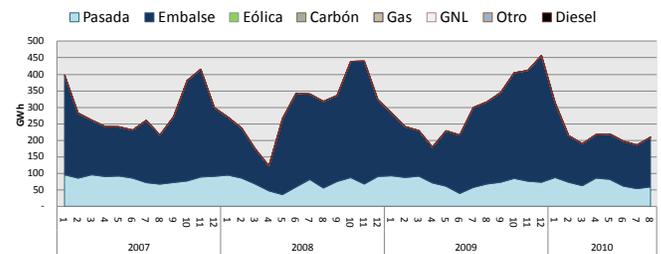
³ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el *spot*.

PEHUENCHE

Durante el mes de agosto, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una alza de 14,1% respecto al mes de julio, y un descenso de 39,5% en relación a agosto de 2009. De igual forma, la generación en base a centrales de pasada, muestra un aumento de 9,4% respecto a julio, con una baja de 12,9% en relación a agosto de 2009.

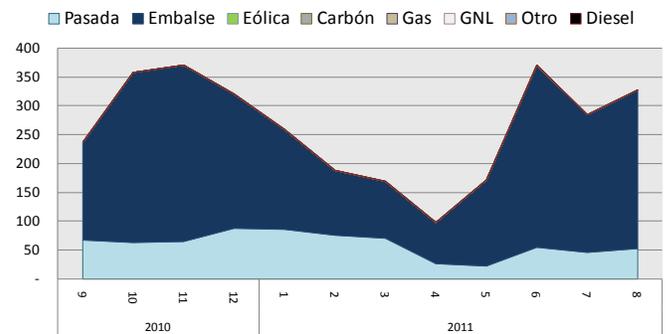
En la Figura 37 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 36: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 37: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 19: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

	Jul 2010	Ago 2010	Ago 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	55	60	69	9,4%	-12,9%
Embalse	131	150	248	14,1%	-39,5%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	186	210	317		

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 20: Generación Pehuenche, últimos 12 meses (GWh)

	GENERACIÓN PEHUENCHE		Var. Ultimos 12 meses
	Sep 2009-Ago 2010	Sep 2008-Ago 2009	
Pasada	885	902	-2,0%
Embalse	2.486	2.635	-5,6%
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	3.371	3.537	

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 21: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

	GENERACIÓN PEHUENCHE				
	2010 Trim2	2010 Trim3	2009 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	232	115	201	-43,0%	-50,6%
Embalse	403	281	760	-63,0%	-30,3%
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	636	396	962		

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

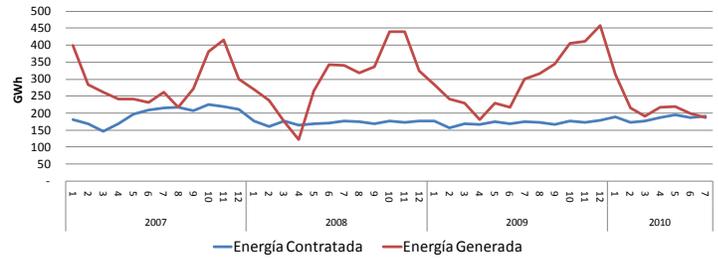
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante julio de 2010 fue de 186 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 190 GWh; por tanto tuvo que realizar compras de energía en el mercado *spot*.

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

Figura 38: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)

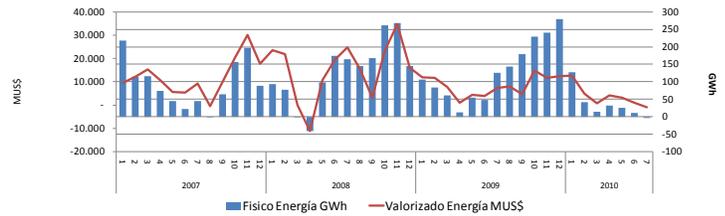


Fuente: CDEC-SIC, System

Transferencias de Energía

Durante el mes de julio de 2010 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a -3,7 GWh, las que son valorizadas en 0,94 MMUS\$. En la Figura 39 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.⁴

Figura 39: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, System

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*.

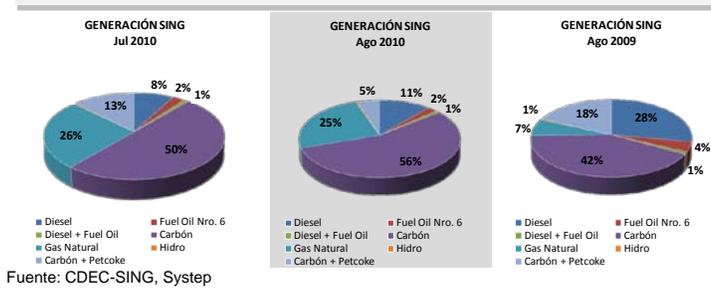
SING

Sistema Interconectado del Norte Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 40: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de agosto de 2010 la generación de energía en el SING no varió respecto a julio, con un aumento de 2,0% respecto a agosto de 2009.

Se observa que la generación diesel aumentó en un 43,8% con respecto a julio, mientras que la generación a carbón aumentó en un 11,1%. La generación con gas natural disminuyó en un 4,3% respecto al mes pasado.

En la Figura 41 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 agosto del presente año el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 108 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa una disminución de 6% respecto al mes anterior.

La operación con diesel se ha mantenido en niveles altos a partir de 2007, situación que ha ido disminuyendo durante el año 2010. Adicionalmente, el reciente aumento de la participación del carbón en la generación permitió una disminución del costo marginal, como se observa en la Figura 41.

Figura 41: Generación histórica SING (GWh)

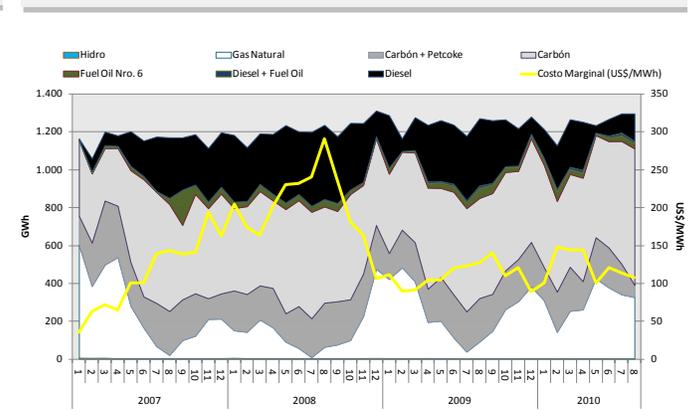


Figura 42: Generación histórica SING (%)

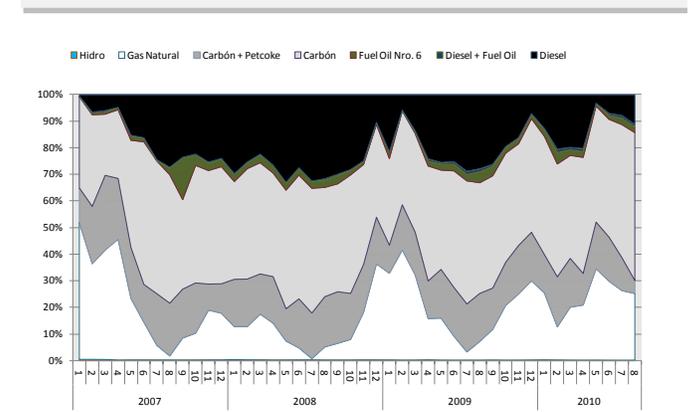
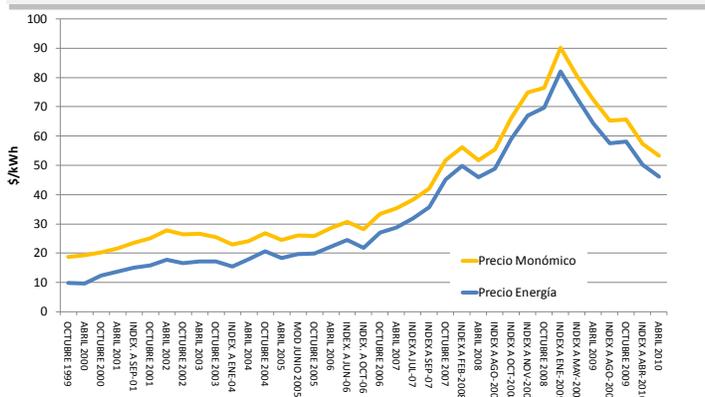
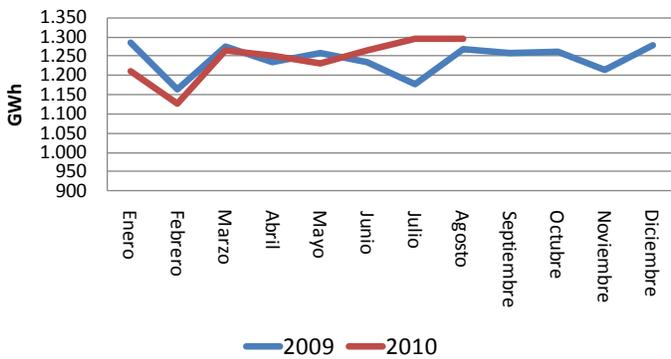


Figura 43: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 44: 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 agosto, la generación real del sistema fue de 1.294 GWh. Esto representa un aumento de 2,0% con respecto al mismo mes del 2009.

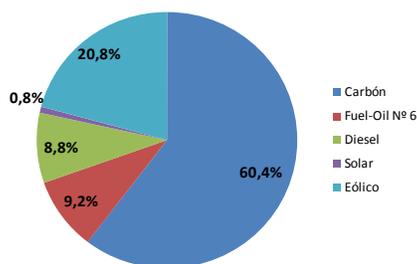
La generación acumulada a agosto del año 2010 es de 9.935 GWh, lo que comparado con los 9.893 GWh acumulados al mismo mes del año 2009, representa un aumento de 0,43%.

Tabla 22: 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	18	80
Eólico	489	1.217
TOTAL	2.350	4.689
Aprobado	2.240	4.539
En Calificación	110	150
TOTAL	2.350	4.689

Fuente: SEIA, Syste

Figura 45: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Syste

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

En la Tabla 23 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta agosto de 2010, considerando aquellos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.350 MW (110 MW en calificación), con una inversión de 4.689 MMUS\$.

Tabla 23: 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
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
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	Compañía Minera Quebrada Blanca	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Eléctricos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Syste

Análisis Precios de Licitación SING

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

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US\$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 24). 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 24: Precios de Licitación (precios indexados a agosto de 2010)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Ago-10	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	100,27	2012

Precios de combustibles

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

Figura 46: Valores informados por las Empresas

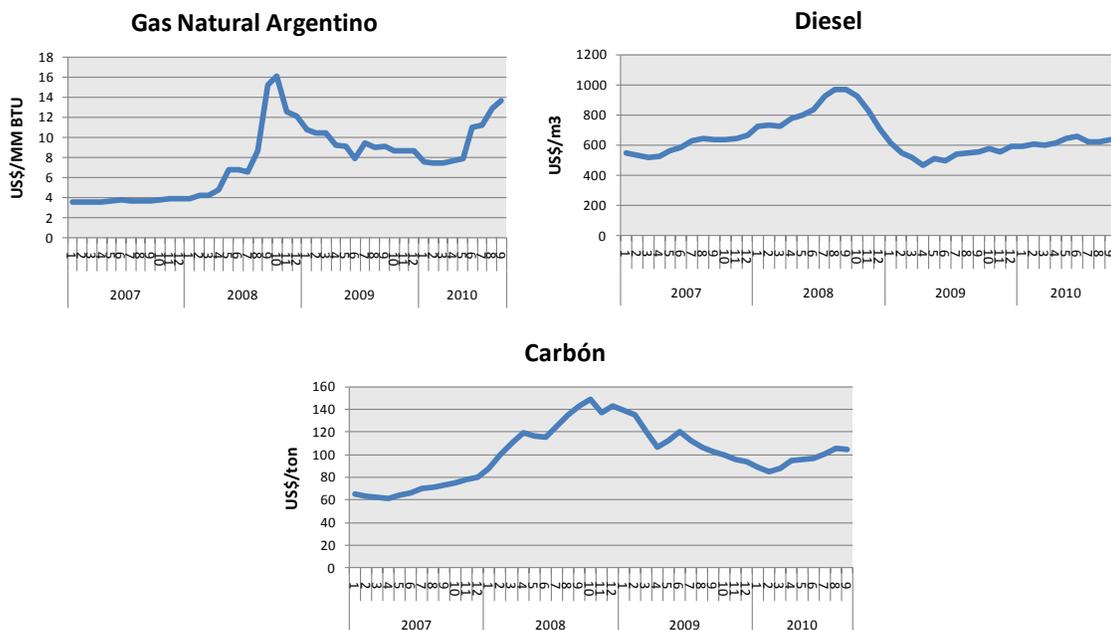


Tabla 25: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

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	-
Octubre	141	181	110	-
Noviembre	194	164	121	-
Diciembre	163	106	89	-

Fuente: CDEC-SING, Systepl

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

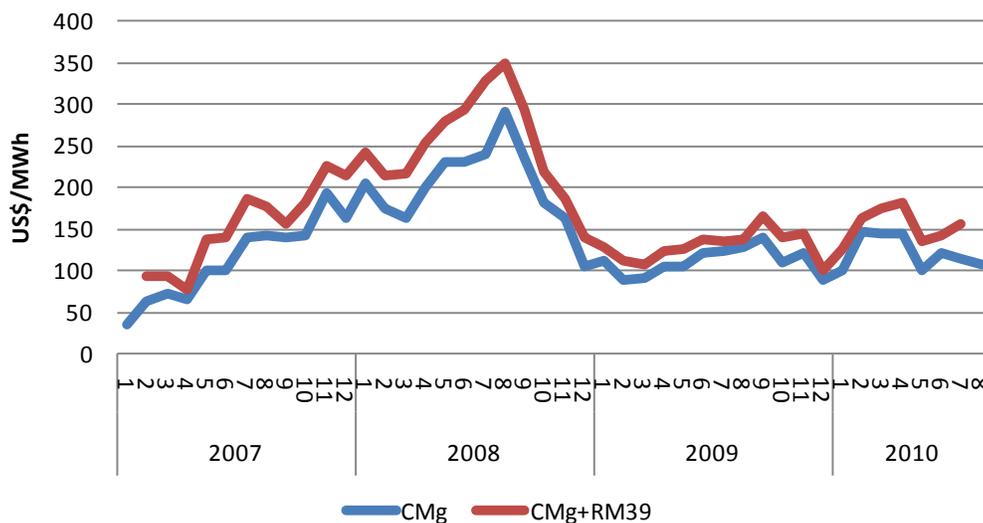
Valores Históricos

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 agosto, el costo marginal fue de 108 US\$/MWh, lo que representa una disminución de 15,5% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 5,5% respecto al mes de julio 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 julio de 2010, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de julio. 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 julio, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 41,9 US\$/MWh.

Figura 47: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, Systepl

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 2 de septiembre de 2010 es de 65,986 \$/kWh, que representa un alza de 6,98% respecto al Precio Medio Base (61,683 \$/kWh) definido en la fijación de abril de 2010.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 26 muestra las obras de generación en construcción, según datos entregados por la CNE en el informe de precio nudo del mes de abril de 2010, junto con actualizaciones del CDEC.

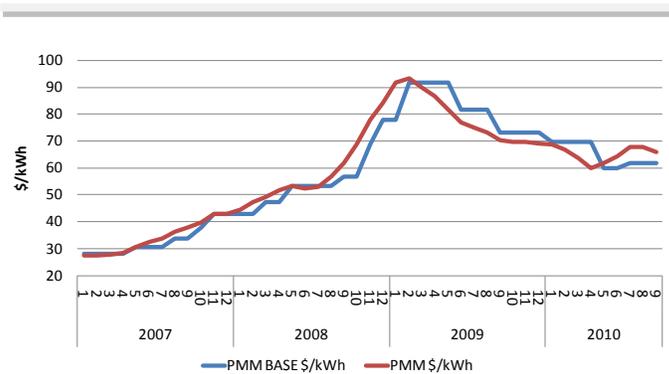
En total se incorporarán 790 MW de potencia entre cuatro unidades a carbón, las que entrarán en funcionamiento en un horizonte de 2 años. Debido a este horizonte de tiempo en que ingresarán las centrales en construcción se espera que continúen las dificultades de operación en el SING, dependiendo de unidades a petróleo y carbón por la falta de gas natural.

Unidades en Mantenimiento

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

- CTM1 (Mejillones): 166 MW en octubre y noviembre.
- NTO1 (Norgener): 136 MW en septiembre y octubre.
- NTO2 (Norgener): 141 MW en octubre y noviembre.
- TGTAR (Tarapacá): 24 MW en septiembre.
- TG1 (Tocopilla): 25 MW en noviembre
- U11 (Tocopilla): 38 MW en septiembre.
- U14 (Tocopilla): 136 MW en septiembre y octubre.
- U15 (Tocopilla): 132 MW en noviembre.

Figura 48: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, SysteP

Tabla 26: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Max.	Potencia Neta
Térmicas				
ANDINO	Suez Energy Andino S.A.	Carbón	Oct-10	165
HORNITOS	Suez Energy Andino S.A.	Carbón	Dic-10	165
ANGAMOS I	AES Gener	Carbón	Abr-11	230
ANGAMOS II	AES Gener	Carbón	Oct-11	230
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				790

Fuente: CNE, CDEC-SING

Resumen Empresas

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

Al mes de agosto de 2010, el actor más importante del mercado es Electroandina, con un 31% de la producción total de energía, seguido por GasAtacama y E-CL con un 23% y 22%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que E-CL y GasAtacama aumentaron su producción en un 20,5% y 19,9% en relación a julio de 2010, respectivamente. Por su parte Electroandina, Celta y Norgener vieron para el mismo período disminuida su producción en un 16,6%, 5,0%, y 3,4%, respectivamente. AES Gener por su parte no generó durante el mes. En la Figura 49 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 50 se presentan las transferencias de energía de las empresas en julio de 2010. Se observa que el mayor cambio con respecto al mes anterior se da en AES Gener y E-CL, las cuales cambiaron la condición de excedentarias a deficitarias respecto al mes anterior.

Figura 49: Energía generada por empresa, mensual

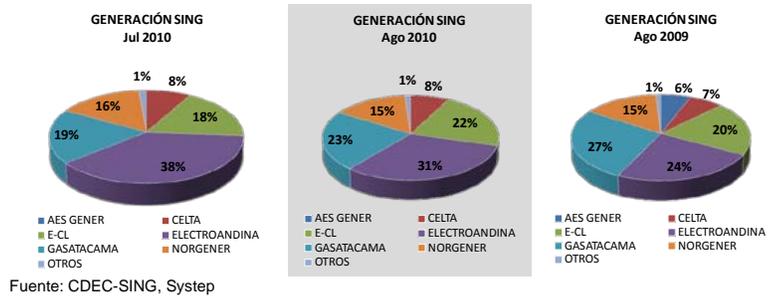
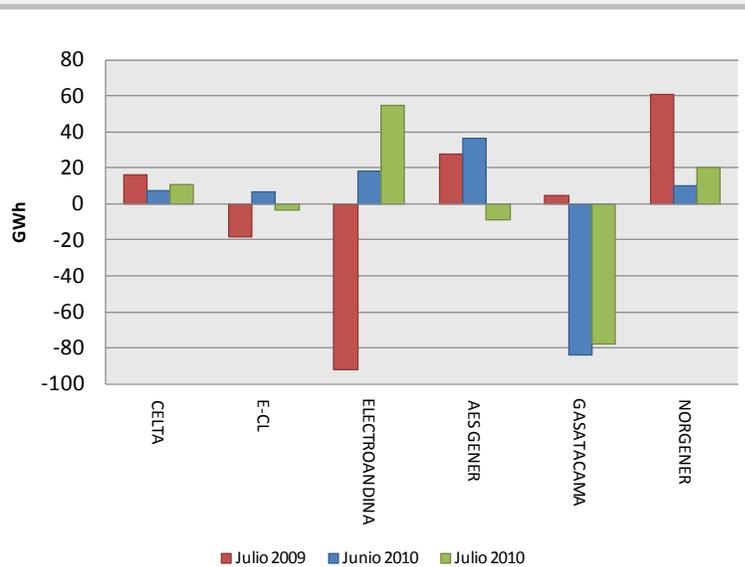


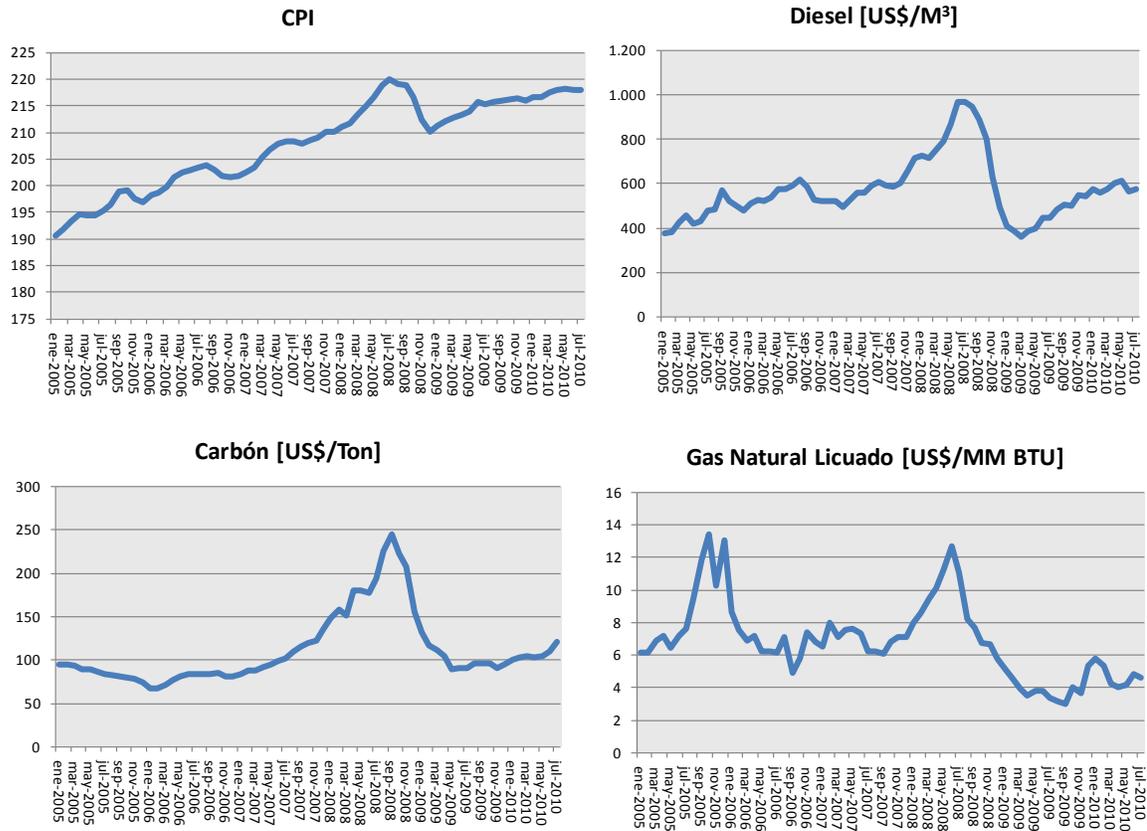
Figura 50: Transferencias de energía por empresa, mensual



ANEXOS

Índice Precio de Combustibles

Figura I-I: Índice Precio de Combustibles



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

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Ago-10 Barra Suministro	Indexado Ago-10 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	77,5	76,9	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	77,1	76,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	77,4	77,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	135,9	135,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	136,7	136,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	137,5	137,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	139,0	139,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	139,8	139,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	140,6	140,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	141,0	141,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	141,0	141,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	141,0	141,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	141,0	141,0	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	95,9	95,9	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	85,4	85,4	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	68,4	67,0	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	153,1	143,0	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	145,9	142,1	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	145,9	142,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	74,3	73,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	153,1	143,0	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	153,1	143,0	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	153,1	143,0	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	153,1	143,0	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	153,1	143,0	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	153,1	143,0	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	153,1	143,0	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	71,0	73,0	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	72,3	74,4	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	61,6	60,3	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	61,2	60,0	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	57,9	60,8	59,6	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	153,1	143,0	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	153,1	143,0	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	153,1	143,0	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	153,1	143,0	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	153,1	143,0	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,3	56,6	55,9	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	63,9	63,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	153,1	143,0	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	56,3	55,9	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	56,6	56,2	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	56,3	56,3	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	55,3	55,3	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	141,0	141,0	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	61,3	61,3	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	51,9	53,3	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	56,9	55,8	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	56,9	55,8	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	153,1	143,0	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	153,1	143,0	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	153,1	143,0	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	153,1	143,0	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	153,1	143,0	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	72,3	71,7	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	153,1	143,0	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	153,1	143,0	2010

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio US\$/MWh	Fórmula de Indexación							
				CPI	Coal	LNG	Diesel	CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,34	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	208,98	117,80	6,60	626,99	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	86,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,60	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,20	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	408	96,02	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	442	96,12	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Campanario	900	104,19	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	100	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	2.000	102,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	Endesa	660	102,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	100	110,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	175	92,80	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	98,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	99,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	100	99,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	99,92	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	200	101,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	102,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EPISA	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: Syste

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

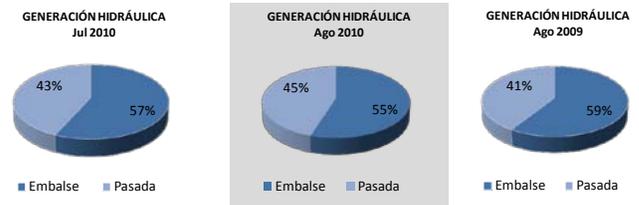
La generación en el SIC en el mes de agosto, utilizando el recurso hídrico para la producción de la energía, muestra una variación de un -30,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un -14,3% en comparación al mes recién pasado, y de un -2,9% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -35,1% respecto al mismo mes del año anterior, de un -17,1% en comparación al mes recién pasado, y de un -2% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -23,3% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -10,7% en comparación al mes recién pasado, y de un -4% en relación a los últimos 12 meses.

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

GENERACION HIDRÁULICA			
	Jul 2010	Ago 2010	Ago 2009
Embalse	979	812	1.252
Pasada	744	664	866
Total	1.723	1.476	2.118



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

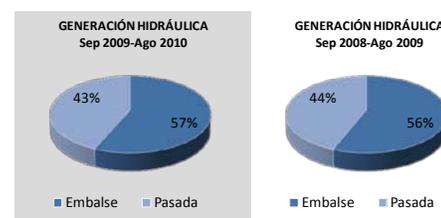
GENERACION HIDRÁULICA			
	2010 Trim2	2010 Trim3	2009 Trim3
Embalse	2.773	1.791	4.102
Pasada	2.365	1.408	2.585
Total	5.138	3.199	6.687



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACION HIDRÁULICA		
	Sep 2009-Ago 2010	Sep 2008-Ago 2009
Embalse	13.259	13.536
Pasada	10.173	10.602
Total	23.433	24.138

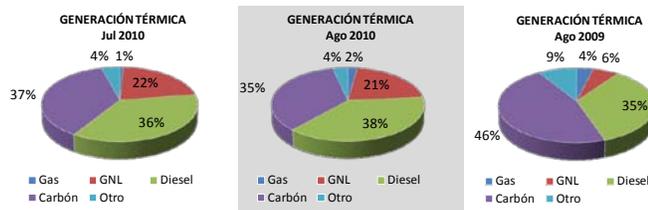


Fuente: CDEC-SIC, Systep

ANEXO III

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

GENERACION TÉRMICA			
	Jul 2010	Ago 2010	Ago 2009
Gas	18	51	55
GNL	442	487	82
Diesel	747	874	487
Carbón	753	796	647
Otro	87	82	124
Total	2.047	2.291	1.394



Fuente: CDEC-SIC, Systeep

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de agosto, muestra una variación de un 64,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un 11,9% en comparación al mes recién pasado, y de un 7,8% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas, se presentan con una variación en su aporte de un -6,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un 186,8% en comparación al mes recién pasado, y de un -50,6% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, se presentan con una variación de 495,4% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un 10,1% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, se presentan con una variación de 79,6% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 17% en comparación al mes recién pasado, y de un -49,6% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 23,1% respecto al mismo mes del año anterior, de un 5,7% en comparación al mes recién pasado, y de un 25,4% 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 -33,8% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -5,2% en comparación al mes recién pasado, y de un -27,7% en relación a los últimos 12 meses.

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

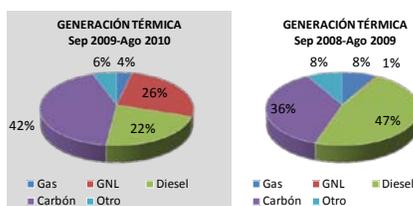
GENERACION TÉRMICA			
	2010 Trim2	2010 Trim3	2009 Trim3
Gas	192	68	106
GNL	1.556	929	249
Diesel	1.202	1.621	1.108
Carbón	2.210	1.549	1.867
Otro	216	169	370
Total	5.376	4.338	3.699



Fuente: CDEC-SIC, Systeep

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

GENERACION TÉRMICA		
	Sep 2009-Ago 2010	Sep 2008-Ago 2009
Gas	684	1.384
GNL	4.960	82
Diesel	4.090	8.122
Carbón	7.936	6.326
Otro	1.059	1.465
Total	18.728	17.380



Fuente: CDEC-SIC, Systeep

RM 88

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

EMPRESA	Total Saldo	
	Acumulado	Julio-10
	\$	
CENELCA	-	-
PEHUENCHE	12.156.136.594	
COLBUN	61.935.584.339	
ENDESA	81.617.460.088	
SGA	2.698.446.122	
PUYEHUE	976.198.980	
GUACOLDA	9.796.698.530	
GENER	26.086.345.721	
ESSA	15.029.611.710	
IBENER	1.718.917.159	
ARAUCO	5.164.944.420	
CAMPANARIO	4.662.518.950	
ELEKTRAGEN	1.123.519.515	
NUEVA ENERGIA	372.100.236	
SC DEL MAIPO	64.771.717	
TECNORED	447.193.638	
POTENCIA CHILE	1.772.498.051	
PSEG	-	-
GESAN	12.221.542	
PACIFIC HYDRO	91.213.039	
LA HIGUERA	739.567.591	
HIDROMAULE	195.441.274	
ELECTRICA CENIZAS	54.919.430	
EPSA	154.313.510	
EL MANZANO	21.580.883	
LOS ESPINOS	347.572.577	
ENLASA	560.604.176	
CRISTORO	2.199.998	
PETROPOWER	1.150.716.780	
GAS SUR	20.483.842	
ORAF TI	232.359	
PANGUIPULLI	-	3.383.243
HIDROELEC		97.047
NORVIND	-	485.246
MONTE REDONDO	-	764.428
PACIFICO		12.966.046
TOTAL	228.982.442.947	

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	II
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Comiente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	Aprobado	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talnay	Eólica Talnay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacifico Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	II
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacifico Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	II
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruz-Tagle	101	288	08-09-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPCC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cauñi S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96	36	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº2	Base	II
Central El Pañón	ENERGÍA LATINA S.A.	90	41	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74	150	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
DIA Parque Eólico El Pacifico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo IFO 180	Base	II
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69	82	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	II
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69	168	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Valener	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	II
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66	123	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº2	Base	VII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº6	Base	II
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pímaiquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pímaiquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Pirquenes	SW Business S.A.	50	82	22-01-2010	En Calificación	Carbón	Base	VII
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48	108	17-06-2010	Aprobado	Eólico	Base	IX
Centrales Hidroeléctricas Río Puelche	HYDROCHILE SA	50	140	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Nonind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VINALES	Aserraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan Central Trupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central de Energía Renovable No Convencional (ERN-C) Tagua Tagua	Consortio Energético Nacional S.A.	35	95	18-08-2010	En Calificación	Biomasa	Base	VI
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barmick 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	Celósca Arauco y Constitución S.A.	31,0	73	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Central Hidroeléctrica La Mina	Colbún S.A.	30,0	74	13-04-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Awas Calientes 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 eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	20	50,0	09-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoquén	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 Canilquén-Malacahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Homopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Eléctrica Cenizas	Eléctrica 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	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14	40	02-09-2009	Aprobado	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celósca SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Tenzo"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso	Hidroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Butamalal, Región del Bio-Bio CH Butamalal (e-seia)	RPI Chile Energías Renovables S.A.	11	25	24-10-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	-	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Peihuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
Modificación Central Hidroeléctrica Florin	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 Bio-Bio Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
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 Valenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPL CH Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Crystalerías 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
Central Hidroeléctrica El Cóndor	Ingeniería y Construcción Madrid Limitada	5,5	9,0	23-08-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hidroaustral S.A.	5,5	15	28-08-2007	Aprobado	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 HIDROELÉCTRICA DONGO	HIDROELÉCTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	South Pacific Corp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Marzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MIN CENTRAL HIDROELÉCTRICA 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	III
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao	Hidroenergía 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	VII

System Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

Director

hrudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout

Gerente General

smocarquer@systep.cl

Jorge Moreno De La Carrera

Gerente de Estudios

jmoreno@systep.cl

Juan Pablo Diaz Vera

Ingeniero Senior

jdiaz@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.

