



Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Octubre 2012

Contenido

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

Noticias

Gobierno retomará el próximo año estudios para eventual desarrollo de energía. (La Tercera, 23/10/12)

Duke Energy busca clientes para la ex central Campanario. (La Tercera, 22/10/12)

Hidroaysén anuncia aumento de capital por US\$11,9. (Diario Financiero Online, 19/10/12)

GasAtacama busca cerrar contratos con mineras por más de US\$4.000 millones por suministro de GNL. (La Tercera, 19/10/12)

Sistema de embalses de riego más importante de la IV Región, a punto de quedarse sin agua. (El Mercurio, 18/10/12)

SEC absuelve a Chilectra de responsabilidades en recuperación de servicio tras apagón del 24 de septiembre de. (Chilectra, 17/10/12)

GNL Mejillones iniciará en enero de 2013 proceso para abrir el terminal. (Pulso, 17/10/12)

Bajos deshielos complicarán nivel de embalses en 2013. (La Tercera, 11/10/12)

CNE prevé retraso de hasta doce meses en construcción de algunas centrales (Diario Financiero, 10/10/12)

Elecnor oficializa que se quedó con línea de transmisión Charrúa-Ancoa (Diario Financiero, 10/10/12)

Editorial

Expansión de la Transmisión Troncal en el Sistema Interconectado Central: licitación de nuevas obras

No hay duda que la expansión del sistema de generación y transmisión eléctrica en Chile está enfrentando dificultades que hacen temer la mantención de altos precios y restricciones de abastecimiento por muchos años. La progresiva judicialización de los procesos de aprobación de proyectos, las crecientes restricciones y dificultades ambientales, los inadecuados mecanismos de participación ciudadanía, la creciente insatisfacción de comunidades y regiones afectadas, y la politización de la discusión energética son sólo algunas de las dimensiones del problema. Hay consenso en que hay que tomar acciones para superar esas dificultades, no necesariamente hay acuerdo de cuáles son las prioridades y cuales los mecanismos de solución a desarrollar.

En ese contexto, son muy buenas noticias el resultado de la licitación de la construcción de dos significativos corredores de transmisión. Efectivamente, el pasado 1 de octubre se llevó a cabo la apertura de las ofertas económicas de la licitación de los derechos de explotación y ejecución de dos importantes proyectos para el desarrollo de la transmisión troncal del Sistema Interconectado Central (SIC). Estos proyectos son la Nueva Línea Cardones – Polpaico 2x500kV y la Nueva Línea Charrúa – Ancoa 2x500kV*. Las buenas noticias cierran un proceso de licitación que tampoco estuvo exento de dificultades. En efecto, los proyectos mencionados, junto a otras cuatro nuevas obras, fueron recomendados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para su ejecución inmediata en el marco del Estudio de Transmisión Troncal correspondiente al cuatrienio 2011-2014 (ETT 2010), dando origen a un primer llamado de licitación que terminó en mayo de 2012 con la apertura de las ofertas económicas de sólo cuatro de las nuevas obras en licitación. Las licitaciones de los proyectos correspondientes a líneas de transmisión de 500kV, las más relevantes del proceso en términos de valor de inversión, fueron declaradas desiertas por incumplimiento de las bases administrativas. Lo anterior derivó en un segundo llamado a licitación que finalizó con la apertura de las ofertas económicas el 1 de octubre.

Cabe destacar que de estos proyectos, la línea Cardones – Polpaico 2x500kV es de particular importancia en la operación de mediano y largo plazo del SIC, pues el sistema de transmisión actual de 220kV no permitirá transportar desde la zona centro-sur los niveles de potencia que se espera requiera el gran desarrollo minero que se proyecta en Atacama, obligando a despachar generación local menos económica, con los consecuentes sobrecostos y aumento de precios. Por otra parte, esa Nueva Línea Cardones – Polpaico representa un proyecto de inversión relevante y ambicioso en el ámbito de la transmisión eléctrica en el SIC. En efecto, su valor de inversión referencial (489,43 MMUS\$ de acuerdo al Decreto N°115 de mayo de 2011) corresponde al 31% del valor de inversión determinado para el total de las instalaciones troncales existentes en el SIC (1.602,87 MMUS\$ de acuerdo al Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal Cuatrienio 2011-2014, CNE).

* Se refiere como “Nueva Línea Cardones – Polpaico 2x500kV” a los tres proyectos “Nueva Línea Cardones – Maitencillo 2x500kV”, “Nueva Línea Maitencillo – Pan de Azúcar 2x500kV” y “Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500kV”; cuyas ofertas económicas debían presentarse conjuntamente, de acuerdo a las bases de licitación. El proyecto “Nueva Línea Charrúa – Ancoa 2x500kV” comprende solamente el tendido del primer circuito.

Otra dimensión positiva del resultado de la licitación es que entraría un nuevo agente, la empresa colombiana ISA, a formar parte del negocio de la transmisión troncal con una significativa participación de mercado a nivel del SIC. A pesar de las dificultades que se enfrentan en el desarrollo de la infraestructura eléctrica nacional mencionadas anteriormente, es notable el alto interés nacional e internacional por invertir en el mercado eléctrico chileno. En efecto, a la licitación de la línea Cardones – Polpaico 2x500kV concurrieron 5 oferentes de Brasil, Colombia, España y Chile; mientras que a la licitación de la línea Charrúa – Ancoa 2x500kV concurrieron 3 oferentes de Brasil, Colombia y Chile.

Competitividad en el desarrollo de la transmisión troncal

En el segmento de la transmisión troncal se han licitado un total de 13 nuevas obras a partir de la promulgación de la Ley 19.940 (Ley Corta I), a las cuales han concurrido más de un proponente en la mayoría de los casos. En la siguiente tabla se muestran todas las obras nuevas troncales licitadas bajo el mecanismo establecido en la Ley Corta I. Se incluyen las obras correspondientes a los cuadrienios tarifarios 2007-2010 y 2011-2014, además de las obras que fueron licitadas con anterioridad al ETT 2006 en virtud de un artículo transitorio de la Ley. Se incluye también el valor de inversión (VI) de cada proyecto.

Tabla 1: Resumen licitaciones de obras nuevas troncales (Fuente: CDEC-SIC, CNE)

Nueva Obra	Proceso	N° Proponentes	VI Referencial MMUS\$
CER Temuco - Puerto Montt 220kV	Anterior a ETT 2006	1	7.3
Línea Charrúa - Nueva Temuco 2x220kV		4	58.9
Tramo Línea El Rodeo - Chena 1x220kV		4	14.4
Línea Ancoa - Alto Jahuel 2x500kV	Cuadrenio 2007-2010	4	184.2
Línea Nogales - Polpaico 2x220kV		5	46.6
Línea Cardones - Polpaico 2x500kV	Cuadrenio 2011-2014	5	489.4
Línea Charrúa Ancoa 2x500kV		3	140.4
Línea Ciruelos - Pichirropulli 2x220kV		2	45.5
S/E Lo Aguirre: Etapa 1		5	69.0
CER S/E Cardones		3	20.7
Línea Cardones - Diego de Almagro 2x220kV		5	37.0

Una pregunta que cabe hacerse es si acaso el mecanismo de adjudicación de los derechos de ejecución y explotación de las nuevas instalaciones troncales, determinadas centralizadamente a través de los ETT y posteriores revisiones anuales, han conducido a costos de transmisión eficientes. De acuerdo a lo que establece la Ley, las nuevas obras troncales se adjudican a través de un proceso de licitación abierto, no discriminatorio, y en donde quienes concurren ofrecen un Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) sobre la base del cual se realiza la adjudicación. El VATT adjudicado se remunera por cinco periodos tarifarios (20 años). Por otra parte, y solamente con propósitos indicativos, la CNE determina valores de inversión (VI) y costos anuales de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales para cada nueva obra de transmisión troncal.

En la siguiente figura se muestran los VATT ofertados para las principales nuevas obras de transmisión troncal licitadas. En cada caso, los VATT se muestran en proporción a los VATT referenciales. Éstos últimos, han sido calculados asumiendo la tasa de descuento reglamentaria de 10% y una vida útil de 20 años, que corresponde al periodo de recuperación del VATT libre de riesgo. Se puede visualizar que, al menos en los casos estudiados, hasta ahora las licitaciones de nuevas obras troncales han despejado costos de transmisión menores a los referenciales.

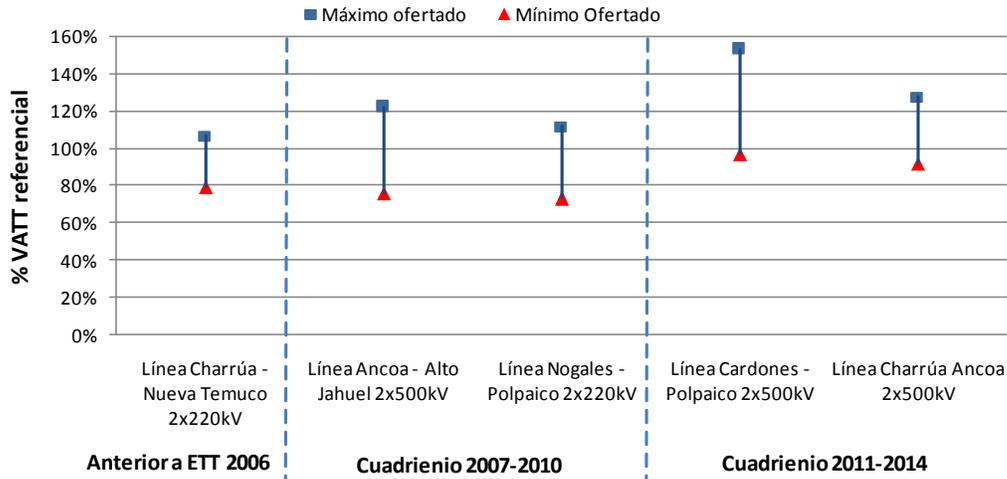


Figura 1: Análisis de ofertas de licitaciones de obras nuevas troncales (Fuente: CDEC-SIC, CNE, Systeop)

Se ha generado un alto grado de interés en participar de este segmento, lo cual ha conducido a costos competitivos. Se logran estos resultados positivos a pesar que se perciben riesgos en el desarrollo de infraestructura de transmisión, que de hecho llevaron al gobierno a plantear reformas legales al esquema de concesiones de transmisión y a presentar el proyecto de carretera eléctrica. Se busca con ellos remediar las dificultades que afectan a los proyectos de transmisión y que han generado retrasos importantes en las puestas en servicio de las instalaciones. Junto con evitar sobrecostos y altos precios en la operación del sistema, como resultado de estos retrasos, se busca evitar que ellos se traspasen a los demás agentes vía valores de transmisión más elevados en futuros proyectos licitados.

Interés de inversionistas extranjeros en el ámbito de la generación eléctrica

Es interesante destacar que las dificultades enfrentadas en la expansión de la infraestructura eléctrica en Chile tampoco han restado interés a inversionistas extranjeros por participar en nuevas inversiones en el segmento de generación. Sólo basta mencionar como ejemplos el interés por la venta de los activos de generación de CGE y por la reactivación del proyecto Central Kelar, la compra de Campanario por una multinacional estadounidense, la incorporación de capitales australianos al proyecto hidroeléctrico Energía Austral y el aporte de financiamiento internacional a las centrales Alto Maipo y Cochrane [1].

[1] En base a información de prensa:

<http://diario.latercera.com/2012/09/25/01/contenido/negocios/10-119079-9-cge-cerrara-venta-de-sus-activos-de-generacion-en-ultimo-trimestre.shtml>

http://www.gnlm.cl/sitio/html/not_det.php?id_novedad=56&ind=1

<http://www.emol.com/noticias/economia/2012/06/29/548306/central-campanario-fue-adijudicada-a-empresa-estadounidense-duke-energy.html>

<http://www.originenergy.com.au/3864/Energa-Austral>

<http://diario.latercera.com/2012/05/10/01/contenido/negocios/10-108081-9-gener-estudia-con-bancos-de-inversion-posible-socio-en-alto-maipo-y-cochrane.shtml>

SIC Sistema Interconectado Central

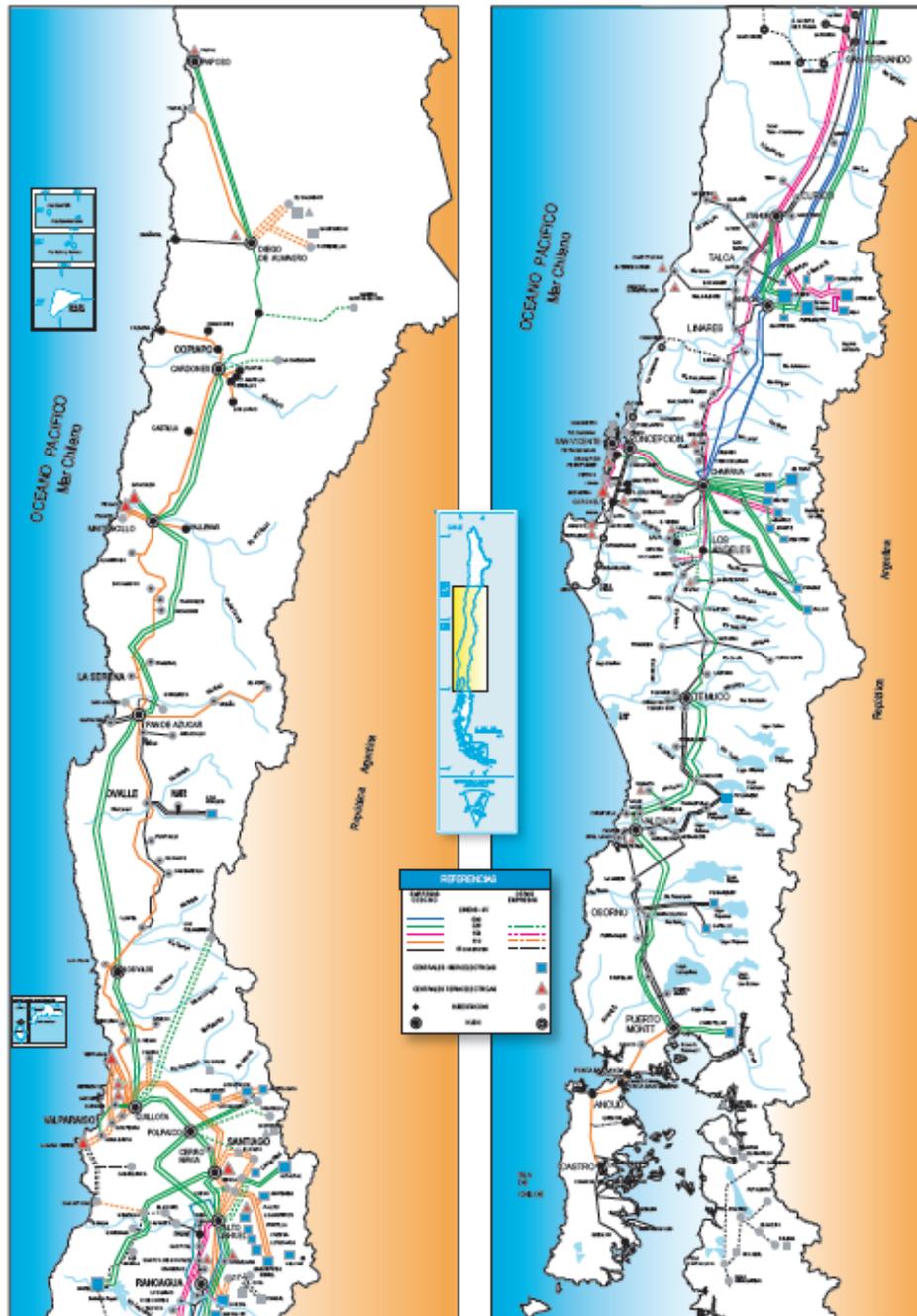


Figura 2: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de septiembre de 2012 la generación de energía en el SIC disminuyó en un -9,2% respecto a agosto, con un alza de 4,7% respecto a septiembre de 2011.

La generación hidroeléctrica presentó una baja de -12% respecto de agosto, mientras que la generación termoeléctrica disminuyó en un -7,5%. Con lo anterior, el 40,3% de la energía generada en el SIC durante el mes de septiembre de 2012 fue abastecida por centrales hidroeléctricas. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol minoritario en la matriz, con un total de energía generada de 33,7 GWh, correspondiente al 0,9% del total (3.801 GWh).

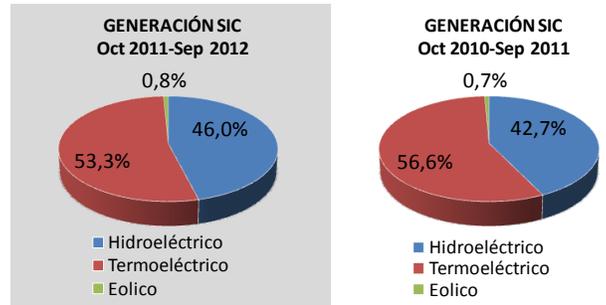
Según fuente de producción, se observa que el aporte de las centrales de embalse al sistema disminuyó en un -18,3% respecto a agosto, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó una baja de -3,0% en relación al mismo mes.

Por otra parte, la generación a gas natural se mantuvo en cero, mientras que la generación diesel presenta una disminución en su producción de -32,4%. La generación a carbón, por su parte, se ve aumentada en un 5,8%, mientras que la generación a GNL presentó una baja de -20,2% respecto al mes anterior.

En la Figura 4 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2008. Se destaca de la Figura 5, que la generación GNL representa para el mes de septiembre de 2012 un 19,2% de la matriz de energías del SIC, frente al 3,6% que representa el diesel y el 30,8% del carbón.

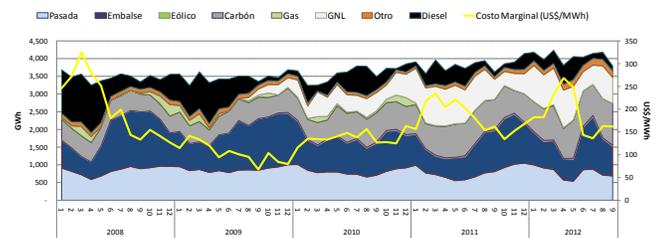
Los costos marginales del SIC durante el mes de septiembre llegaron a un valor promedio de 162 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 162 US\$/MWh de septiembre de 2011 representa un aumento de 0,1%, mientras que si se compara con el mes pasado se observa una baja de -0,9%.

Figura 3: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



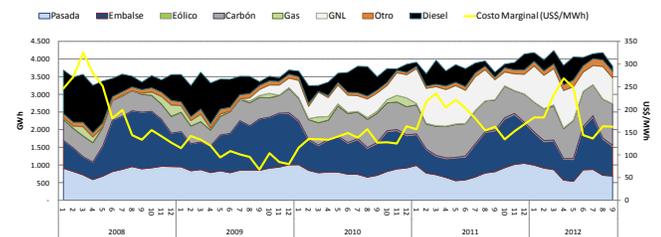
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 4: Generación histórica SIC



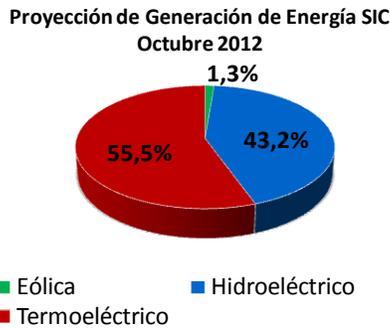
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 5: Generación histórica SIC (%)



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 6: Proyección de Generación de Energía octubre de 2012



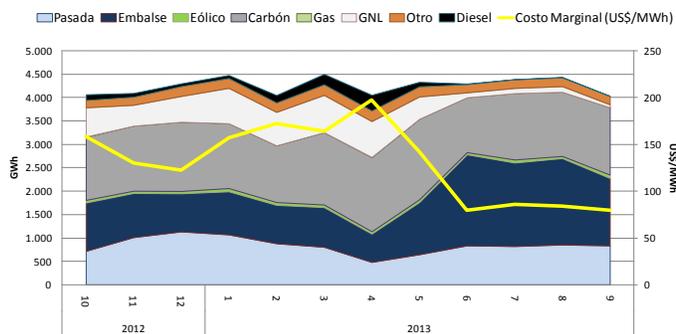
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de octubre de 2012, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 43,2% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

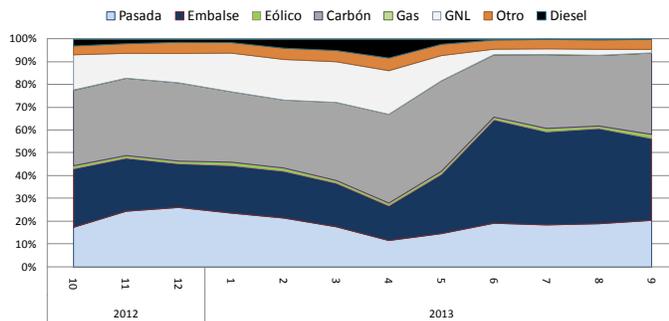
La Figura 7 y Figura 8 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal.

Figura 7: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 8: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Generación de Energía

Durante el mes de septiembre de 2012, la generación de energía experimentó un alza de 4,7% respecto del mismo mes de 2011, con una baja de -9,2% respecto a agosto.

Respecto a las expectativas para el año 2012, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 48.965 GWh, lo que comparado con los 46.115 GWh del año 2011 representaría un crecimiento anual para el año 2012 del 6,2%.

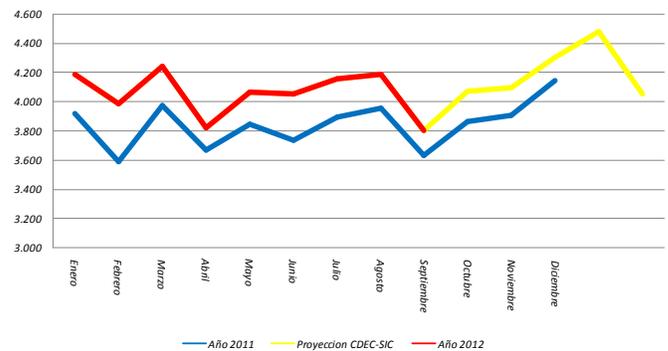
La Figura 10 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

Precio de Nudo de Corto Plazo

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

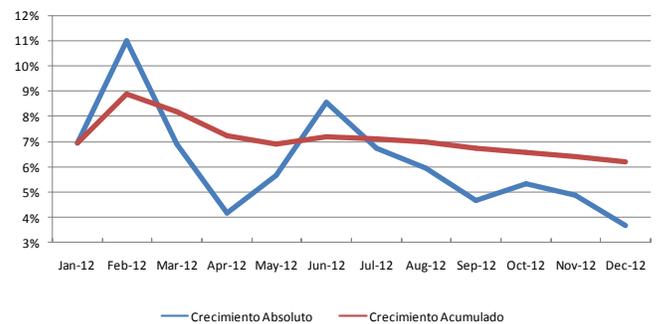
Los valores definidos por la autoridad son: 45,398 \$/kWh y 4.842,52 \$/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 54,02 \$/kWh. Este valor representa un alza de 1,7% respecto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

Figura 9: Generación histórica de energía (GWh)



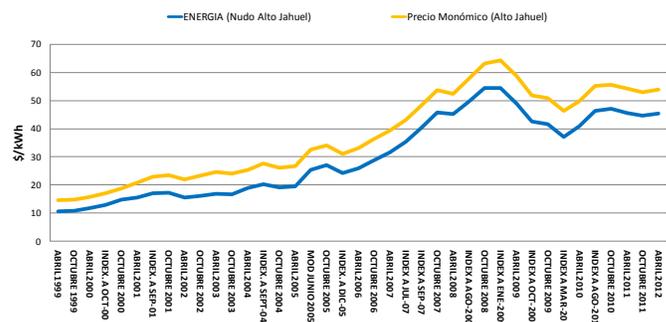
Fuente: CDEC-SIC, Systeem

Figura 10: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systeem

Figura 11: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CNE, Systeem

Análisis Precios de Licitación

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

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

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

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

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

La Tabla 2 muestra los precios resultantes por empresa generadora de los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009. (Mayor detalle en Anexo II). El Precio Medio de Licitación indexado a septiembre de 2012 es de 76,58 US\$/MWh (referido a la barra Quillota 220), lo que representa una reducción de -0,3% respecto del valor indexado al mes de agosto de 2012 (76,81 US\$/MWh).

Tabla 2: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a septiembre 2012)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	81,7	5.419
Campanario	100,8	1.750
Colbún	84,3	6.782
Endesa	66,3	12.825
Guacolda	74,0	900
EMELDA	100,3	200
EPSA	103,5	75
Monte Redondo	97,8	275
Precio Medio de Licitación		76,58

* Precios referidos a Quillota 220

Precio de Nudo de Largo Plazo

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

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

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

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

Tabla 3: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a septiembre 2012)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación	Precio Medio Reajustado (Barra	Precio Medio Reajustado (Barra	Energía Contratada
	(Barra de Suministro)	de Suministro)	de Quillota)	
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	GWh/año
Chilectra	63,43	72,70	71,57	12.000
Chilquinta	87,08	80,59	80,59	2.567
EMEL	77,57	80,59	80,59	2.007
CGE	102,28	85,54	80,59	7.220
SAESA	74,91	79,47	80,59	4.432

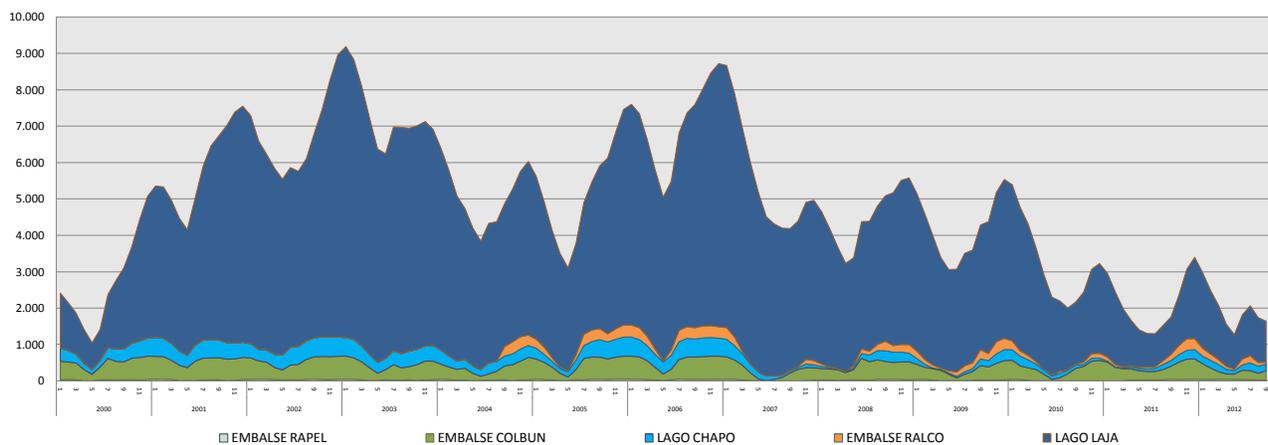
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a septiembre de 2012 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 76,76 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220.

Nivel de los Embalses

La energía almacenada promedio disponible para generación en el mes de septiembre de 2012, alcanzó los 1.644 GWh, lo que representa una disminución de -5,7% respecto al mes anterior, y una baja de -6,6% respecto de igual mes de 2011.

En el caso particular del Lago Laja, único embalse con capacidad de regulación interanual, es importante destacar que la energía promedio acumulada durante el mes de septiembre de 2012 fue un 9,4% mayor que la acumulada a igual mes del año 2011, no obstante este nivel representa el 14% de capacidad máxima de este lago. En este sentido, se debe notar que lo niveles de los embalses si bien se ha recuperado respecto del año anterior, la energía total almacenada en ellos aún se mantienen bajo lo normal.

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



Fuente: CNE, SysteP

Tabla 4: Comparación energía promedio almacenada mensual (GWh)

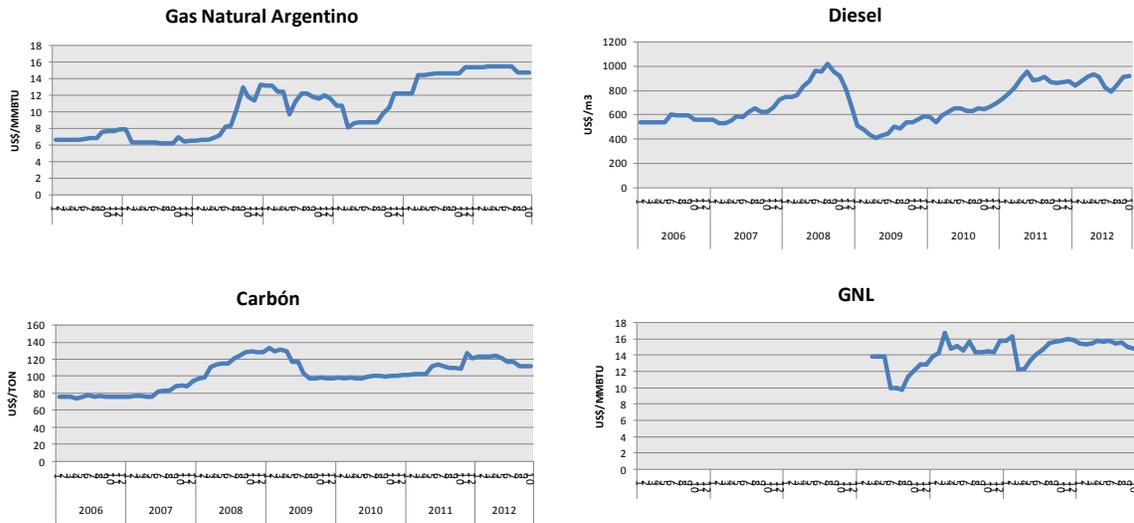
		Ago 2012	Sep 2012	Sep 2011
EMBALSE	COLBUN	178	253	355
	% de la capacidad máxima	28%	39%	55%
EMBALSE	RAPEL	28	23	44
	% de la capacidad máxima	56%	46%	87%
LAGUNA	LA INVERNADA	3	7	8
	% de la capacidad máxima	2%	5%	6%
LAGO	LAJA	1.236	1.125	1.029
	% de la capacidad máxima	15%	14%	13%
LAGO	CHAPO	199	184	161
	% de la capacidad máxima	35%	32%	28%
EMBALSE	RALCO	99	52	163
	% de la capacidad máxima	27%	14%	45%

Fuente: CNE, SysteP

Precios de combustibles

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

Figura 13: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

El complejo escenario de sequía que enfrentó la zona centro-sur durante los últimos dos años, se ha atenuado tras las precipitaciones acontecidas a mediados del presente año, lo cual se vio reflejado en menores precios del mercado spot. No obstante lo anterior, en los últimos dos meses la baja en las precipitaciones derivó en una generación predominantemente térmica, lo cual impulsó al alza los costos marginales.

Los costos marginales del SIC para el mes de septiembre de 2012 presentan una baja de -0,9% respecto a los registrados en el mes de agosto, con un alza de 0,1% respecto a lo observado en septiembre de 2011.

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

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

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

Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA
		SECA	MEDIA	HUMEDA
2012	10	166,7	158,8	159,4
-	11	159,9	130,1	137,3
-	12	142,2	122,5	127,1
2013	1	159,3	157,2	145,2
-	2	180,5	172,4	160,5
-	3	171,7	164,5	160,2
-	4	159,9	197,8	149,0
-	5	200,6	142,5	73,7
-	6	211,5	79,9	44,8
-	7	151,8	86,4	47,6
-	8	188,1	84,4	64,0
-	9	130,4	80,2	48,4

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

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



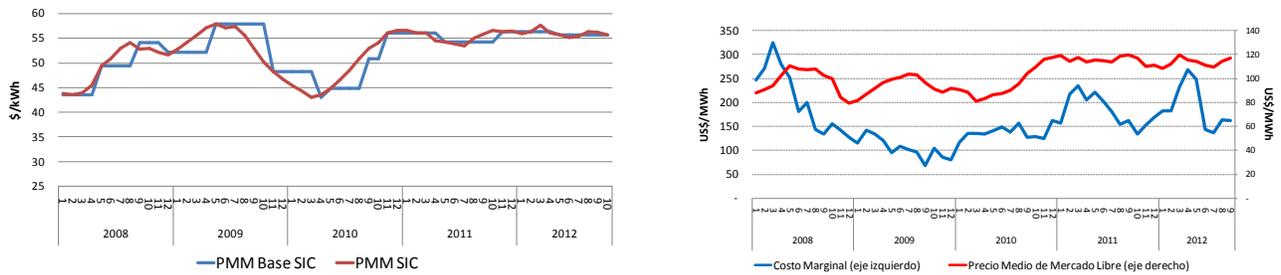
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Análisis Precio Medio de Mercado

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

El precio medio de mercado vigente a partir del 01 de octubre de 2012 es de 55,61 \$/kWh, lo que representa una baja de -0,12% respecto al precio vigente en la Fijación de precio de nudo Abril 2012 (55,67 \$/kWh).

Figura 15: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, Systeop

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

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

En total se espera la incorporación de 1.387 MW de potencia. Las fechas de ingreso de la central a carbón Bocamina II de Endesa se espera para finales del mes de octubre del presente año, no obstante ya se encuentra realizando pruebas. En tanto, la entrada en operación de la central a carbón Campiche está programada para el mes de marzo de 2013.

Con respecto al plan de obras del mes pasado, se destaca el nuevo retraso que ha sufrido la central Bocamina 2.

Unidades en Mantención

El plan anual de mantenimiento programado del CDEC, actualizado al 8 de octubre de 2012, indica la salida de operación de las siguientes centrales para los próximos 3 meses.

- El Toro (U-3 por 112 MW): 5 días en octubre.
- El Toro (U-4 por 112): 6 días en octubre.
- Nehuenco (U-2 por 383 MW): 9 días en octubre.
- San Isidro (U-2 por 406 MW): 21 días en noviembre.
- Guacolda (U-4 por 152 MW): 35 días en noviembre-diciembre.
- Rapel (U-1 por 76 MW): 12 días en noviembre.
- Rapel (U-2 por 76 MW): 12 días en noviembre.
- Taltal (U-2 por 120 MW): 7 días en noviembre.
- Rapel (U-5 por 76 MW): 13 días en noviembre.
- Taltal (U-1 por 120 MW): 10 días en diciembre.
- Rapel (U-4 por 76 MW): 6 días en diciembre.
- Guacolda (U-2 por 152 MW): 7 días en diciembre.
- Rapel (U-3 por 76 MW): 3 días en diciembre.
- Rapel (U-1 por 76 MW): 3 días en enero.
- Rapel (U-2 por 76 MW): 3 días en enero.

Tabla 7: Futuras centrales generadoras en el SIC

Nombre	Propietario	Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]	
Hidráulicas				
Rucatayo	Pilmaiquén	Pasada	nov-12	60
Laja 1	IPR GDF Suez	Pasada	dic-12	34
San Andrés	HydroChile	Pasada	dic-12	40
Pulelfu	Capullo	Pasada	abr-13	9
Providencia	Herborn Ltda.	Pasada	nov-12	13
El Paso	HydroChile	Pasada	jul-13	40
Angostura	Colbún	Embalse	dic-13	316
Térmica Tradicional				
Bocamina 2	Endesa	Carbón	oct-12	342
Campiche	Gener	Carbón	mar-13	270
Otros Térmicos				
Energía Pacifico	EPSA	Bio./Cog.	nov-12	17
Viñales	Arauco	Cogeneración	nov-12	32
Eólicas				
Talínay Oriente	Vestas		nov-12	99
El Arrayán	El Arrayán Spa		abr-14	115
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.387

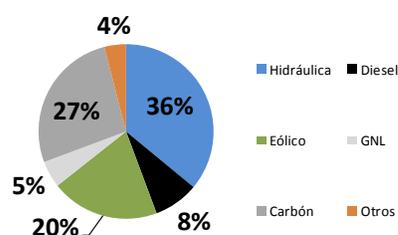
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 8: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	6.378	9.084
Diesel	1.476	1.122
Eólico	3.546	7.609
GNL	879	527
Carbón	4.730	8.447
Otros	709	1.895
TOTAL	17.719	28.684
Aprobado	14.654	22.827
En Calificación	3.065	5.858
TOTAL	17.719	28.684

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 16: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, SysteP

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 17.719 MW (3.065 MW en calificación), con una inversión de 28.684 MUS\$.

Se destaca este mes la aprobación de los proyectos Parque Solar Diego de Almagro (162 MW) en la III región, dos plantas fotovoltaicas (21 y 7,5 MW) en la III región, Minicentral de Pasada Itata (20 MW) en la VII región y el Parque Eólico Renaico (106 MW) en la IX región.

También destaca la presentación de los proyectos Parque Eólico Sarco (240 MW) en la III región y la Minicentral Hidroeléctrica Las Nieves (6 MW) en la IX región.

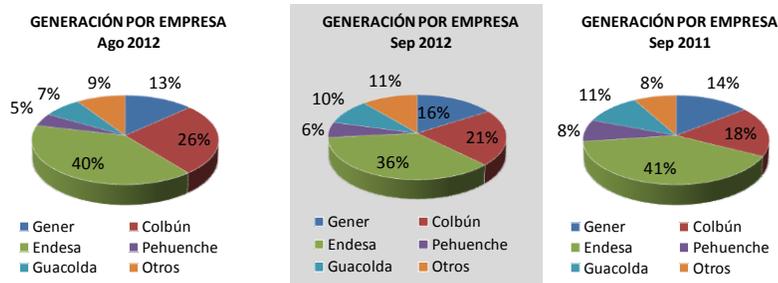
En la Tabla 9 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo IV se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

Tabla 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	2.750,0	3.200,0	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354,0	4.400,0	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050,0	1.700,0	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A.	750,0	1.300,0	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640,0	733,0	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A.	579,0	390,0	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A.	542,0	700,0	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500,0	1.000,0	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490,0	781,0	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316,0	500,0	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A.	270,0	500,0	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240,0	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 17: Energía generada por empresa, mensual



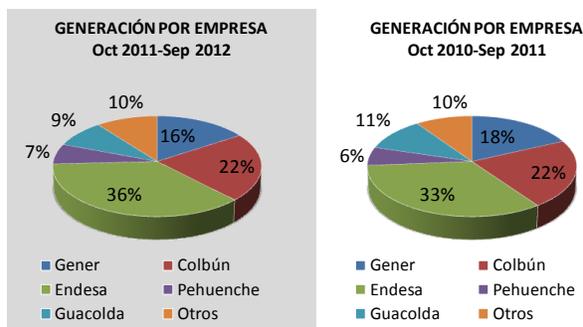
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 18: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Resumen Empresas

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

Al mes septiembre de 2012, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 36% de la producción total de energía, seguido de Colbún (21%), Gener (16%), Guacolda (10%) y Pehuenche (6%).

En un análisis por empresa se observa que Gener, Guacolda y Pehuenche aumentaron su producción en un 9,2%, 19,8% y 14,1%, respectivamente; mientras que Endesa y Colbún disminuyeron su generación respecto del mes anterior en un -17,2% y -25%, respectivamente.

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

ENDESA

Analizando por fuente de generación, durante el mes de septiembre de 2012 la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de -23,8% respecto al mes de agosto, y una caída de -30,2% en relación a septiembre de 2011. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presentan una baja de -8,7% respecto a agosto, con una disminución de -19,0% respecto a septiembre de 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción de las centrales de carbón de Endesa presenta una baja de un -11,7% respecto al mes pasado, mientras el aporte de las centrales a GNL presenta una disminución de un -15,5% respecto a agosto, con un aumento del 16,8% respecto a septiembre de 2011.

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

Tabla 10: Generación Endesa, mensual (GWh)

	Ago 2012	Sep 2012	Sep 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	239	218	269	-8,7%	-19,0%
Embalse	637	485	695	-23,8%	-30,2%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	613	518	444	-15,5%	16,8%
Carbón	149	131	44	-11,7%	199,7%
Diésel	0	0	4	-98,0%	-99,9%
Eólico	13	14	10	11,5%	38,3%
Total	1.651	1.367	1.466	-17,2%	-6,7%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

	Oct 2011-Sep 2012	Oct 2010-Sep 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.128	2.936	6,5%
Embalse	6.847	5.791	18,2%
Gas	4	7	-48,5%
GNL	6.216	5.585	11,3%
Carbón	1.226	707	73,3%
Diésel	70	141	-50,6%
Eólico	151	138	9,7%
Total	17.641	15.306	15,3%

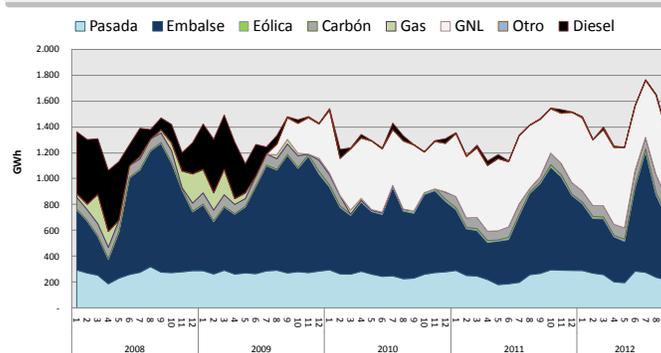
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 12: Generación Endesa, trimestral (GWh)

	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	688	734	729	0,8%	6,7%
Embalse	1.315	2.059	1.839	11,9%	56,5%
Gas	0	0	0	-100,0%	0,0%
GNL	1.713	1.571	1.459	7,7%	-8,3%
Carbón	302	375	159	135,7%	24,2%
Diésel	14	1	6	-74,8%	-89,8%
Eólico	36	43	28	52,9%	21,3%
Total	4.069	4.784	4.220	13,4%	17,6%

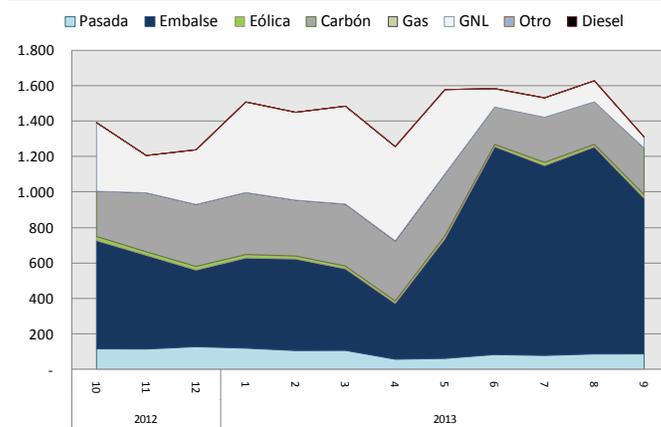
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 20: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 21: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

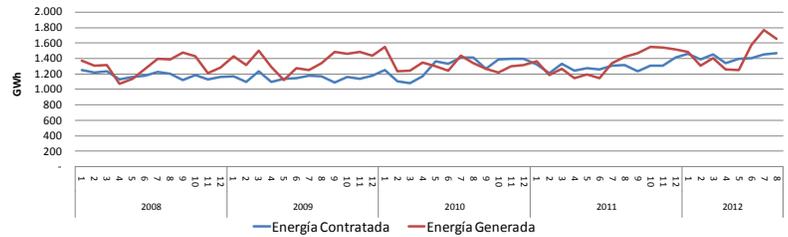
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante agosto de 2012 fue de 1.651 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.465 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

Figura 22: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)

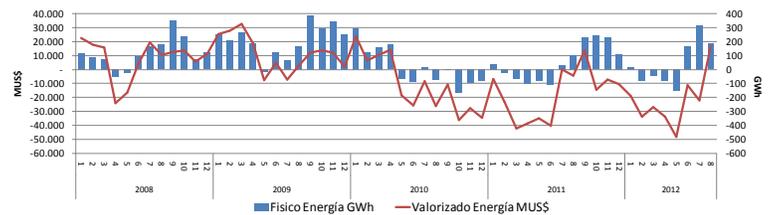


Fuente: CDEC-SIC, System

Transferencias de Energía

Durante el mes de agosto de 2012 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 185,8 GWh, las que son valorizadas en 16,7,1 MMUS\$. En la Figura 23 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.¹

Figura 23: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, System

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

GENER

Analizando por fuente de generación, durante el mes de septiembre de 2012 la producción en base a centrales de pasada muestra un alza de 8,8% respecto a agosto, con un aumento de 3,5% en relación a septiembre del año 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción utilizando centrales a carbón exhibe un alza de 1,6% respecto al mes de agosto, con un aumento de 4,3% en relación a septiembre de 2011. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan un alza de 116,3% respecto al mes de agosto.

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

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

Tabla 13: Generación Gener, mensual (GWh)

	Ago 2012	Sep 2012	Sep 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	63	68	66	8,8%	3,5%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	52	113	45	116,3%	149,2%
Carbón	411	417	400	1,6%	4,3%
Diesel	19	0	0	-99,5%	16,5%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	8	5	7	-41,3%	-36,8%
Total	552	603	519	9,2%	16,3%

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

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

	Oct 2011-Sep 2012	Oct 2010-Sep 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.203	1.164	3,4%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	15	474	-96,8%
GNL	1.411	1.596	-11,6%
Carbón	4.398	4.537	-3,1%
Diesel	492	367	34,1%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	97	97	0,6%
Total	7.616	8.235	-7,5%

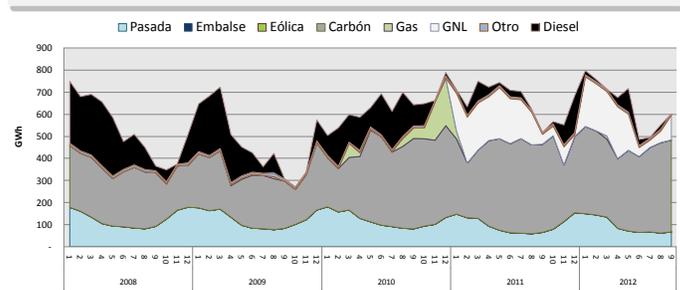
Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 15: Generación Gener, trimestral (GWh)

	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	222	199	188	6,0%	-10,4%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	439	198	369	-46,3%	-54,9%
Carbón	1.028	1.211	1.233	-1,8%	17,8%
Diesel	168	23	35	-34,5%	-86,2%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	25	20	23	-11,7%	-19,6%
Total	1.883	1.652	1.848	-10,6%	-12,3%

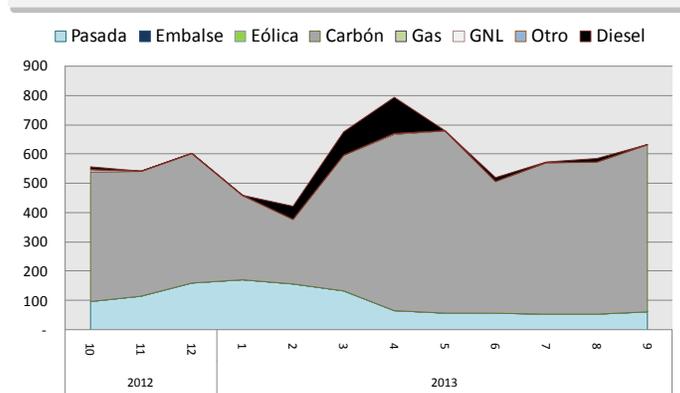
Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 24: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 25: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

GENER

Generación Histórica vs Contratos

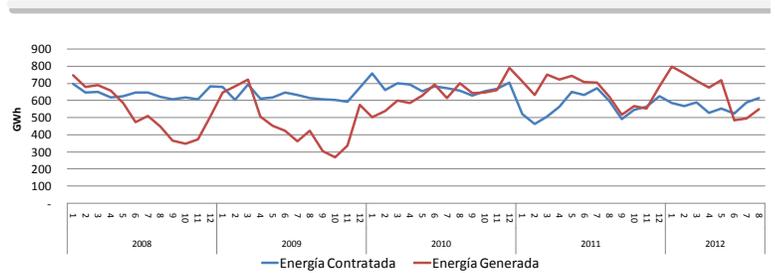
La generación real de energía para Gener durante agosto de 2012 fue de 552,2 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 615,5 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario

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

Transferencias de Energía

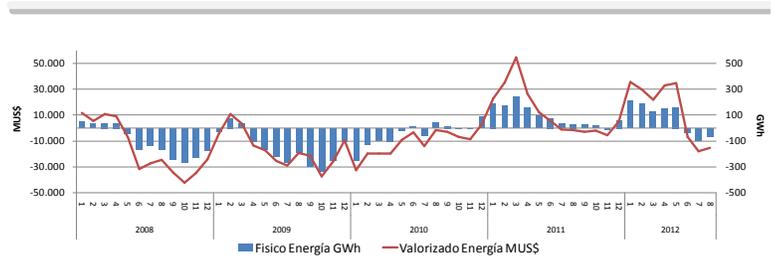
Durante el mes de agosto de 2012 las transferencias de energía de Gener ascienden a -63,3 GWh, las que son valorizadas en -15,2 MUS\$. En la Figura 27 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.²

Figura 26: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 27: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Syste

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 septiembre de 2012 la producción de las centrales de embalse exhibe una baja de -24,2% respecto al mes de agosto, con una disminución de -17,7% en relación a septiembre de 2011. Las centrales de pasada, por su parte, presentan una baja en su aporte de -13,0% respecto a agosto, con una disminución de -28,3% respecto a septiembre de 2011.

Respecto a la generación térmica, la producción de centrales diesel presenta un alza de 71,5% respecto a julio, con un disminución de -5,6% respecto a septiembre de 2011. Por su parte, las centrales que utilizan GNL como combustible principal disminuyeron su producción en un -60,2% con respecto al mes anterior.

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

Tabla 16: Generación Colbún, mensual (GWh)

	Ago 2012	Sep 2012	Sep 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	213	185	260	-13,0%	-28,8%
Embalse	239	182	221	-24,2%	-17,7%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	252	100	76	-60,2%	32,0%
Carbón	241	255	1	5,7%	27320,7%
Diesel	147	97	103	-33,9%	-5,6%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.093	819	661	-25,0%	23,9%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Oct 2011-Sep 2012	Oct 2010-Sep 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.842	2.566	10,7%
Embalse	2.921	2.409	21,2%
Gas	9	78	-88,3%
GNL	1.498	3.025	-50,5%
Carbón	1.227	1	132073,9%
Diesel	2.168	1.949	11,2%
Eólico	0	0	0,0%
Total	10.665	10.028	6,4%

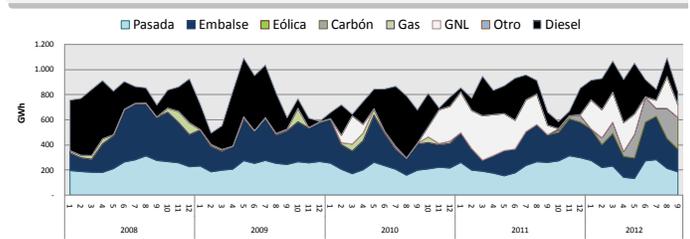
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 18: Generación Colbún, trimestral (GWh)

	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	547	681	763	-10,7%	24,4%
Embalse	643	769	789	-2,6%	19,6%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	391	415	570	-27,3%	6,1%
Carbón	428	560	1	60153,5%	30,9%
Diesel	885	331	409	-19,2%	-62,6%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.893	2.755	2.532	8,8%	-4,8%

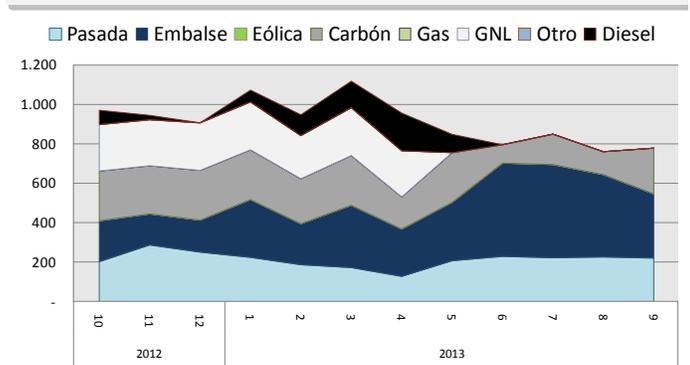
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 28: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 29: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

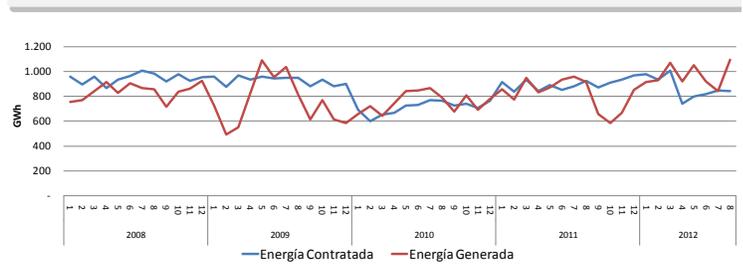
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante agosto de 2012 fue de 1.093 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 844,1 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

Figura 30: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

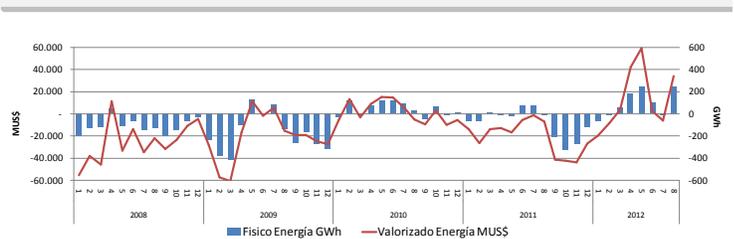


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Transferencias de Energía

Durante el mes de agosto de 2012, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 248,4 GWh, las que son valorizadas en 34 MMUS\$. En la Figura 31 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.³

Figura 31: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

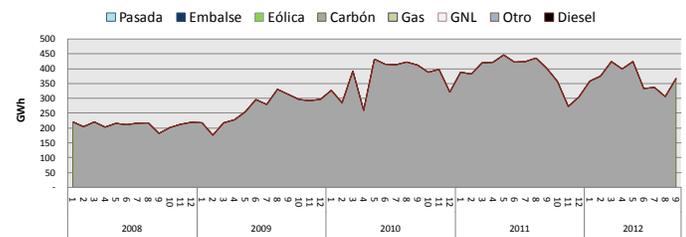
³ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

GUACOLDA

Durante el mes de septiembre de 2012, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe un alza de 19,8% respecto al mes de agosto, con una disminución de -8,7% en relación a septiembre de 2011.

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

Figura 32: Generación histórica Guacolda (GWh)



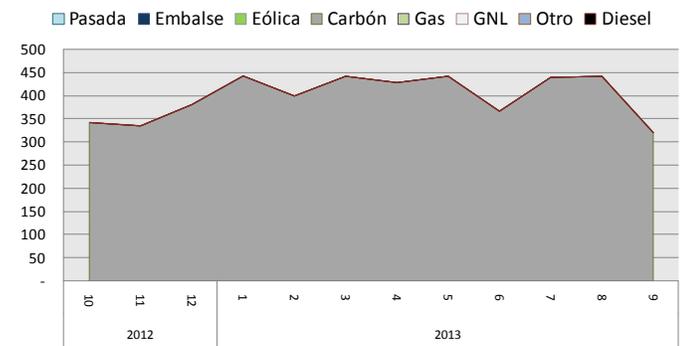
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 19: Generación Guacolda, mensual (GWh)

	Ago 2012	Sep 2012	Sep 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	307	368	403	19,8%	-8,7%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	307	368	403	19,8%	-8,7%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 33: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

	Oct 2011-Sep 2012	Oct 2010-Sep 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	0	0	0,0%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	4.274	4.867	-12,2%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	4.274	4.867	-12,2%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 21: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.161	1.013	1.266	-20,0%	-12,8%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.161	1.013	1.266	-20,0%	-12,8%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

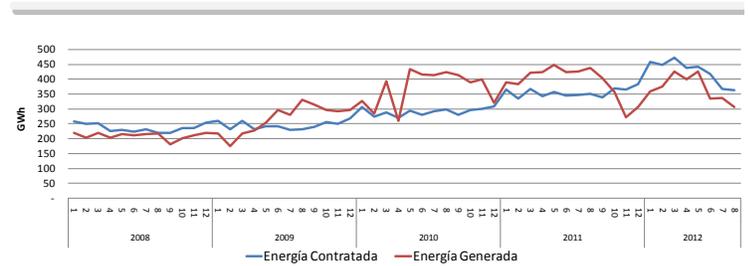
GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Guacolda durante agosto de 2012 fue de 307,1 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 363,6 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario

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

Figura 34: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)

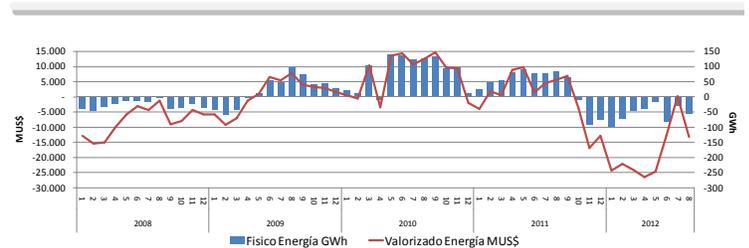


Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Transferencias de Energía

Durante el mes de agosto de 2012, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a -56,6 GWh, las que son valorizadas en -13,2 MMUS\$. En la Figura 35 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁴

Figura 35: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

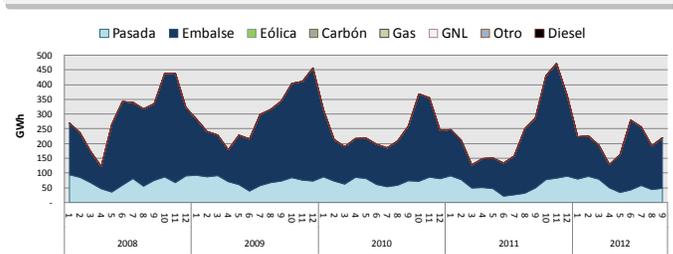
⁴ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

PEHUENCHE

Durante el mes de septiembre de 2012, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un alza de 15,4% respecto al mes de agosto, con una disminución de -28% en relación a septiembre de 2011. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra un aumento de 10,1% respecto a agosto, con una baja de -1,8 en relación a agosto de 2011.

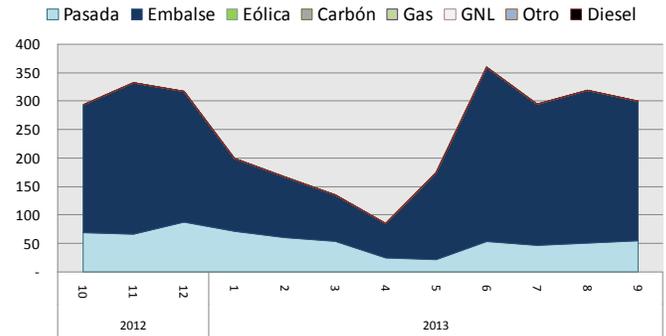
En la Figura 37 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 36: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 37: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 22: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

	Ago 2012	Sep 2012	Sep 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	45	50	51	10,1%	-1,8%
Embalse	148	171	237	15,4%	-28,0%
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	193	221	288	14,1%	-23,4%

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 23: Generación Pehuenche, últimos 12 meses (GWh)

	Oct 2011-Sep 2012	Oct 2010-Sep 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	790	699	13,1%
Embalse	2.371	1.995	18,9%
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	3.161	2.693	17,4%

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 24: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	130	154	111	39,1%	18,3%
Embalse	444	517	586	-11,8%	16,6%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	574	671	697	-3,7%	17,0%

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

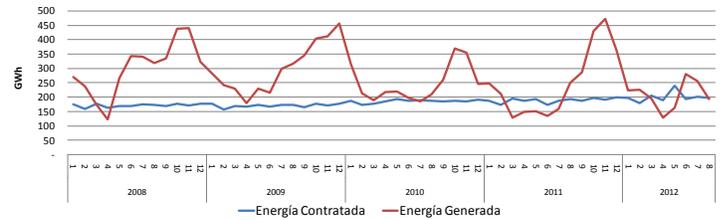
La generación real de energía para Pehuenche durante agosto de 2012 fue de 193,3 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 197,4 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario.

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

Transferencias de Energía

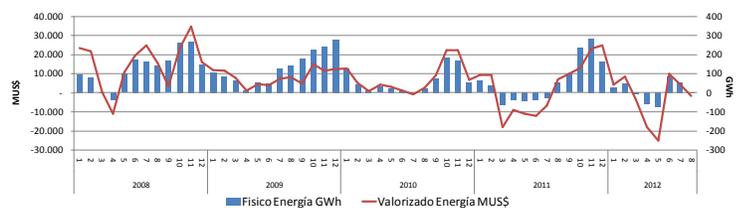
Durante el mes de agosto de 2012 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a -4,2 GWh, las que son valorizadas en -1,7 MMUS\$. En la Figura 39 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁵

Figura 38: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 39: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, System

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

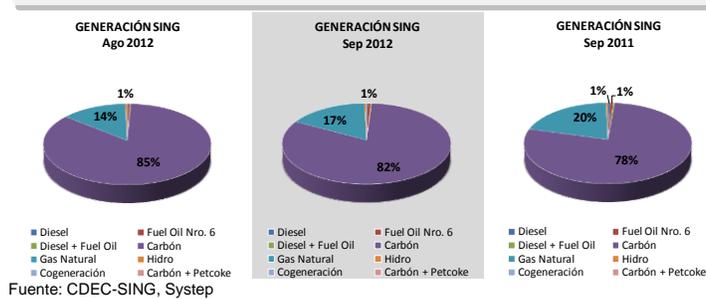
SING

Sistema Interconectado del Norte Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 40: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de septiembre de 2012 la generación de energía en el SING disminuyó en un 3,2% respecto a agosto, con un aumento de 2,0% respecto a septiembre de 2011.

Se observa que la generación diesel aumentó en un 26,0% con respecto a agosto, mientras que la generación a carbón disminuyó en un 6,9%. La generación con gas natural aumentó en un 17,5% respecto al mes pasado.

En la Figura 41 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2008. En el pasado, ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Durante el mes de septiembre del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 72 US\$/MWh en la barra de Crucero 220 kV.

Figura 41: Generación histórica SING (GWh)

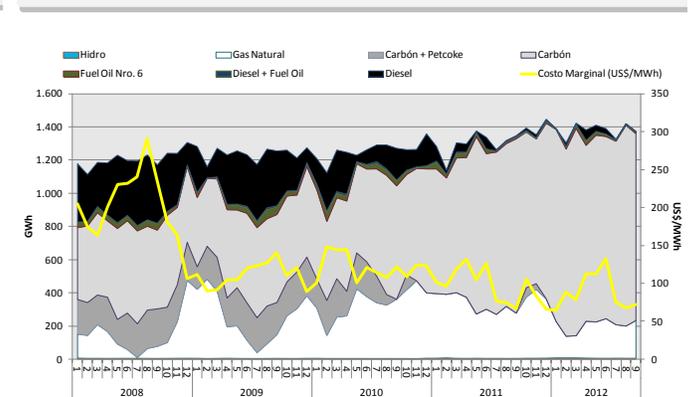


Figura 42: Generación histórica SING (%)

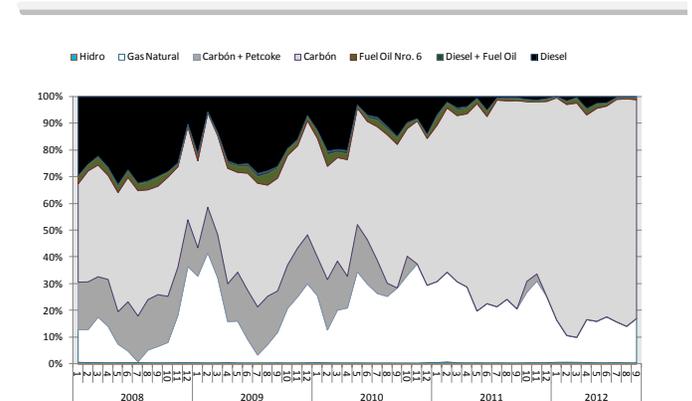
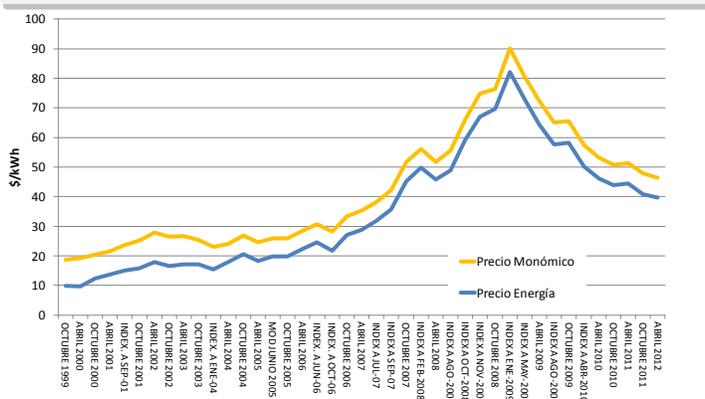
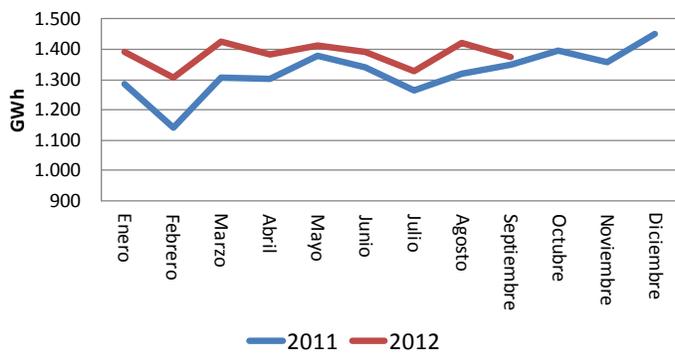


Figura 43: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 44: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systep

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

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

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

Generación de Energía

En el mes de septiembre, la generación real del sistema fue de 1.376 GWh. Esto representa un aumento de 2,0% con respecto al mismo mes de 2011.

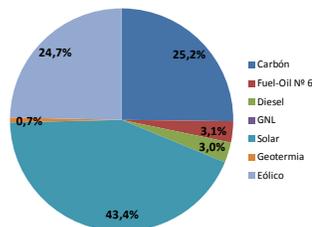
La generación acumulada a septiembre del año 2012 es de 12.442 GWh, lo que comparado con los 11.688 GWh acumulados al mismo mes del año 2011, representa un aumento de 6,4%.

Tabla 25: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.770	3.500
Fuel-Oil N° 6	216	302
Diesel	207	340
GNL	0	0
Solar	3.050	10.373
Geotermia	50	180
Eólico	1.732	3.718
TOTAL	7.026	18.413
Aprobado	5.533	14.674
En Calificación	1.493	3.739
TOTAL	7.026	18.413

Fuente: SEIA, Systep

Figura 45: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systep

Tabla 26: 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	05-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Parque Eólico Loa	Aprovechamientos Energéticos S.A.	528	933	30-05-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Planta Termosolar Pedro de Valdivia	Iberólica Solar Atacama S.A.	360	2610	27-03-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Central Termoeléctrica Pacífico	Río Seco S.A.	350	750	03-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	I
Parque Fotovoltaico Atacama Solar	ATACAMA SOLAR S.A.	250	773	02-02-2011	Aprobado	Solar	Base	I
Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Parque Eólico Ckani	Empresa AMédica Alto Loa S.p.a.	240	500	04-05-2011	Aprobado	Eólico	Base	II
Parque Fotovoltaico Los Andes	AES GENER S.A.	220	572	10-02-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Parque Fotovoltaico Tocopilla	EOSOL NEW ENERGY S.A.	192,6	615,9	15-05-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Encuentro Solar	Energías Renovables Fotonex de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Cruceiro Solar	Energías Renovables Fotonex de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Cruceiro Oeste	Helio Atacama Uno SpA	160,4	449	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Domeyko 2	Helio Atacama Cinco SpA	159,7	447	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Parque Eólico Calama	E-CL S.A.	128	280	07-06-2011	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Cruceiro Este	Helio Atacama Dos SpA	127,9	358	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Domeyko Este	Helio Atacama Seis SpA	112	314	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Central Sol del Loa	VENTUS SOLARIS S.A.	110	296	02-11-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	Aprobado	Carbón	Base	I
Parque Eólico Calama A	E-CL S.A.	108	240	22-06-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Central Bariles	Electrosandino S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Parque Eólico Tal Tal	Parque Eólico Tal Tal S.A.	99	203	25-05-2012	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	Aprobado	Eólico	Base	II
Complejo Solar FV Pica	Element Power Chile S.A.	90	288,0	09-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Central Termoeléctrica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Proyecto PV Coya	SOLVENTES CHILE SPA	80	320	30-03-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Laberinto Este	Helio Atacama Tres SpA	76,7	215	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Parque Solar Almonte	Andes Mainstream SpA	75	250	29-12-2011	En Calificación	Solar	Base	I
Parque Eólico Calama B	E-CL S.A.	75	165	10-09-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Parque Fotovoltaico María Elena	Generación Solar S.p.a.	72	171	16-08-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Parque Solar El Águila	Andes Mainstream SpA	70	180	12-06-2012	En Calificación	Solar	Base	XV
Proyecto Fotovoltaico Laberinto Oeste	Helio Atacama Cuatro SpA	69,8	195	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Parque Eólico Andes Wind Parks	Andes Wind Parks S.A.	65	180	23-08-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Central Geotérmica Cerro Pabellón	Geotérmica del Norte S.A.	50	180,0	29-04-2011	Aprobado	Geotermia	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Wara III	ARAUCHARIA SOLAR SERVICES CHILE S.A.	45	102,0	13-07-2012	En Calificación	Solar	Base	I
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gabry	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 N° 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
La Tirana Solar	Solar Chile S.A.	30,24	82	11-07-2012	En Calificación	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama IV	Planta Solar San Pedro IV S.A.	30	105,25	25-06-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta fotovoltaica San Pedro de Atacama III	Element Power Chile S.A.	30	105	01-07-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Planta fotovoltaica San Pedro de Atacama I	Element Power Chile S.A.	30	104,8	23-05-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta fotovoltaica San Pedro de Atacama II	Element Power Chile S.A.	30	103	02-08-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Salar de Huasco	Element Power Chile S.A.	30	96	29-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica Lagunas	Element Power Chile S.A.	30	96	01-09-2009	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto PV Dos Cruces	SOLVENTES CHILE SPA	30	82	11-11-2011	Aprobado	Solar	Base	XV
Proyecto Solar Sky 2	Solar Sky 2 SpA	26	78	04-10-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Solar Sky 1	Solar Sky 1 SpA	26	78	04-10-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Uswa	ACCIONA ENERGIA CHILE S.A.	25	81,57	10-07-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Arica I	Arica Solar Generación 1 Limitada	18	70	05-12-2011	Aprobado	Solar	Base	XV
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minería El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3 S.A.	16,6	71	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Solar Fotovoltaica Arica II	Arica Solar Generación 1 Limitada	15,0	45	01-10-2012	En Calificación	Solar	Base	XV
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 1	Pozo Almonte Solar 1 S.A.	9,3	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon Itáki Segovia De Celaya	9,3	40	01-03-2010	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CALAMA SOLAR I.S.A.	9,3	40	01-09-2009	Aprobado	Solar	Base	II
Planta solar fotovoltaica 9MW	SELTEC ING. Ltda	9	20	17-11-2011	Aprobado	Solar	Base	I
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spence S.A.	9	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza Huerta Solar Fotovoltaica	Compañía Minera Quebrada Blanca Fotovoltaica Sol del Norte Ltda.	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	8	31,9	20-06-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	7,8	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENDUCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Systep

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

En la Tabla 26 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de septiembre de 2012, considerando aquellos aprobados o en calificación. Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 7.026 MW (1.493 MW en calificación), con una inversión de 18.413 MMUS\$.

Análisis Precios de Licitación SING

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

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

Tabla 27: Precios de Licitación (precios indexados a septiembre de 2012)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Sep-12	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	73,92	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

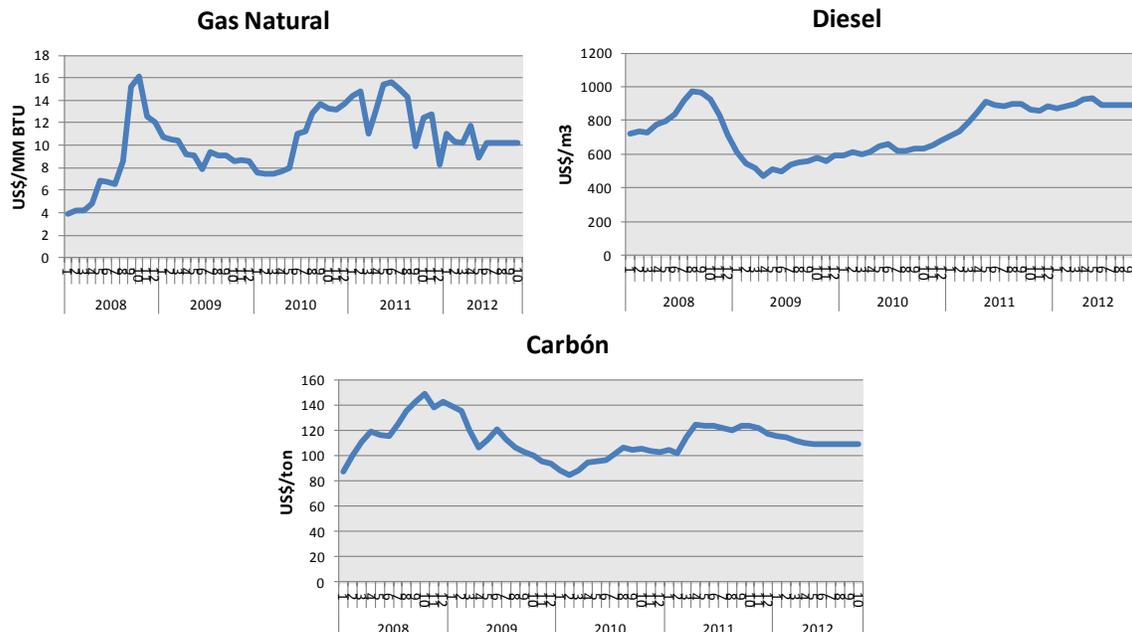


Tabla 28: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

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

Fuente: CDEC-SING, Systeop

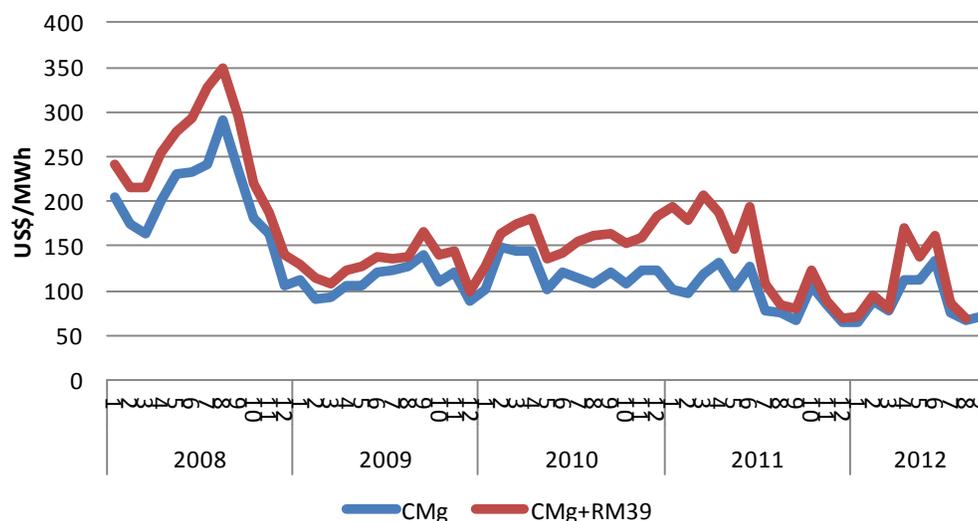
Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

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 septiembre, el costo marginal fue de 72 US\$/MWh, lo que representa un aumento de 7,8% respecto al mismo mes del año anterior y un aumento de 6,2% respecto al mes de agosto de 2012.

La Figura 47 muestra la evolución del costo marginal en la barra de Crucero 220, incluyendo el valor de la RM39 con datos disponibles a partir de febrero de 2007 y hasta el mes de agosto de 2012, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de agosto. 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 agosto, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 1,4 US\$/MWh.

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



Fuente: CDEC-SING, Systeop

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 1 de octubre de 2012 es de 56,635 \$/kWh, que representa una disminución de 4,24% respecto al Precio Medio Base (59,141 \$/kWh) definido en la fijación de abril de 2012.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

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

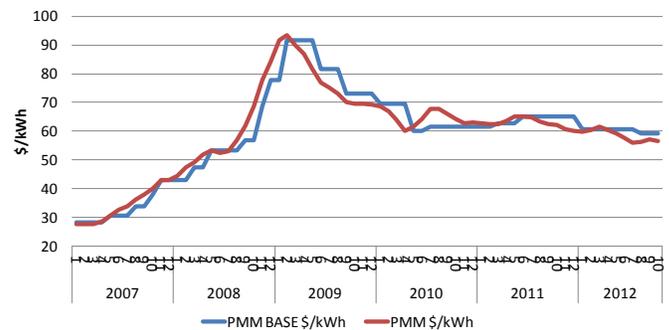
Durante el año 2011 destacó la entrada en operación en abril de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), filial de AES Gener; la entrada en julio de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW), filial de E-CL; la entrada en agosto de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), también filial de E-CL;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

Unidades en Mantenición

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

- CTA1 (Andina): 165 MW en diciembre.
- TGTAR (Tarapacá): 24 MW en noviembre.
- CTM3 (Tocopilla): 251 MW en noviembre.
- TG1 (Tocopilla): 25 MW en octubre.
- TG2 (Tocopilla): 25 MW en octubre.
- TG3 (Tocopilla): 38 MW en noviembre.
- U10 (Tocopilla): 38 MW en noviembre y diciembre.
- U11 (Tocopilla): 38 MW en diciembre.
- U14 (Tocopilla): 136 MW en octubre.
- NTO1 (Norgener): 136 MW en octubre.

Figura 48: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systeop

Tabla 29: Futuras centrales generadoras en el SING

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

Fuente: CNE, CDEC-SING

Resumen Empresas

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

Al mes de septiembre de 2012, el actor más importante del mercado es E-CL, con un 57% de la producción total de energía, seguido por AES Gener y Norgener, con un 19% y 14%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que E-CL aumentó su producción en un 0,4% en relación a agosto de 2012. Por su parte AES Gener, Celta, GasAtacama y Norgener vieron para el mismo período disminuida su producción en un 11,7%, 7,1%, 3,9% y 3,3%, respectivamente. En la Figura 49 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 50 se presentan las transferencias de energía de las empresas en agosto de 2012. Se observa que los mayores cambios con respecto al mes anterior se dan en GasAtacama, la cual cambió su condición de deficitaria a excedentaria.

Figura 49: Energía generada por empresa, mensual

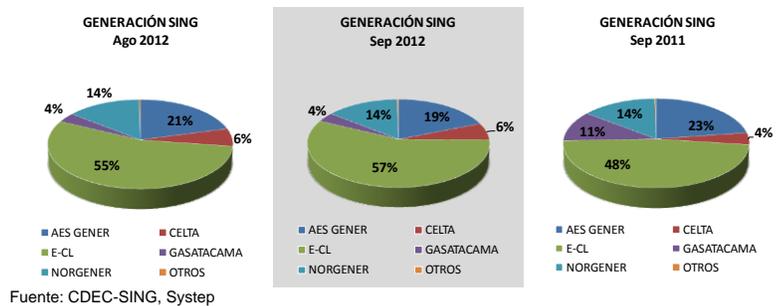
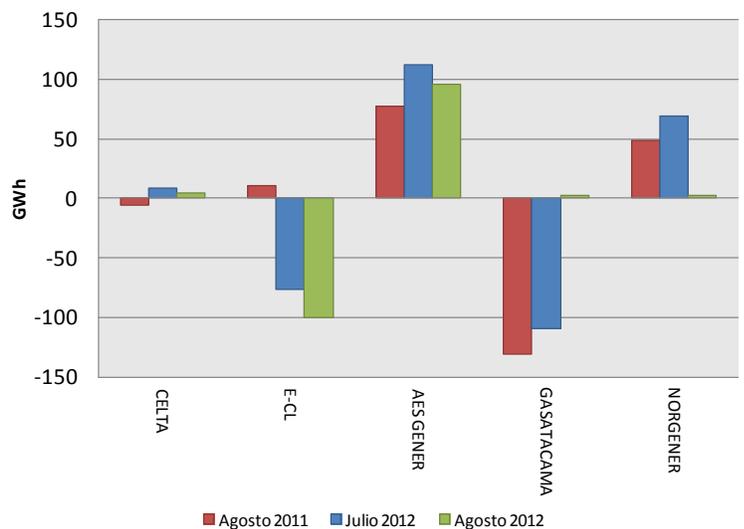


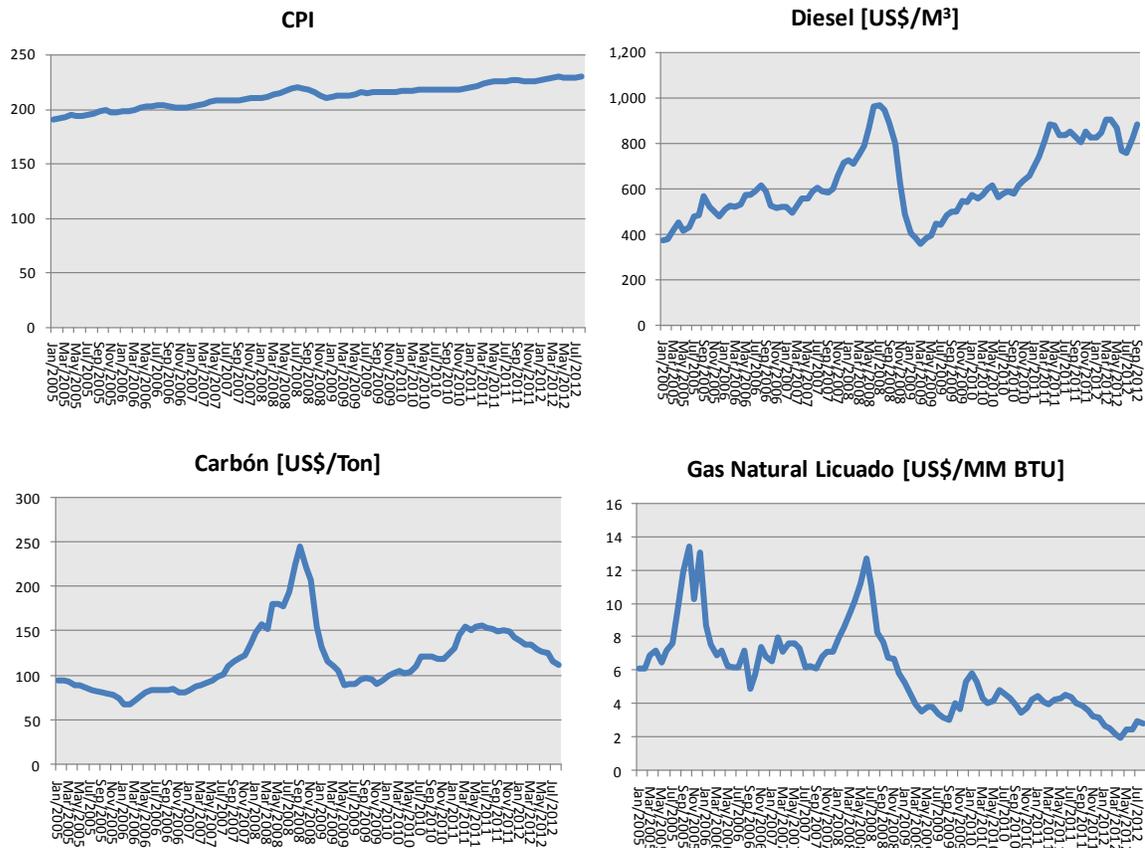
Figura 50: Transferencias de energía por empresa, mensual



ANEXOS

Índice Precios de Contrato

Figura I-I: Índice Precios de Contrato



Fuente:

CPI (www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12_Utiles/licitacion/archivos_bajar/Normativas/Publicacion_Indices_Feb-12.xls)

Petróleo diésel grado B (http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12_Utiles/licitacion/archivos_bajar/Normativas/indices_web_cne.zip)

Carbón térmico Eq. 7.000 KCAL/KG (http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12_Utiles/licitacion/archivos_bajar/Normativas/indices_web_cne.zip)

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

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Sep-12 Barra Suministro	Indexado Sep-12 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58.1	79.8	79.2	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57.8	79.4	78.7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188.5	57.9	79.7	79.7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85.0	89.7	89.7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85.5	90.2	90.2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86.0	90.7	90.7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87.0	91.8	91.8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87.5	92.3	92.3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88.0	92.9	92.9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88.3	93.2	93.2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88.6	93.5	93.5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94.0	99.2	99.2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94.2	99.4	99.4	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59.0	97.1	97.1	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52.5	86.5	86.5	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65.8	73.0	71.5	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104.2	109.9	102.7	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96.0	101.3	98.7	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96.1	101.4	98.8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55.5	83.8	82.7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124.3	131.1	122.5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124.3	131.1	122.5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124.3	131.1	122.5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124.3	131.1	122.5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124.3	131.1	122.5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124.3	131.1	122.5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124.3	131.1	122.5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124.3	131.1	122.5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124.3	131.1	122.5	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53.0	80.0	82.2	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54.0	81.5	83.8	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58.6	64.9	63.6	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58.3	64.5	63.2	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58.0	64.2	62.9	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98.0	103.4	96.6	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98.0	103.4	96.6	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99.9	105.4	98.5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103.0	108.7	101.5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107.0	112.9	105.4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51.4	57.1	56.4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57.9	64.3	63.5	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102.0	107.6	100.5	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50.7	56.5	56.0	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51.0	56.8	56.3	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188.5	51.0	56.7	56.7	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50.2	55.7	55.7	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102.3	107.9	107.9	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876.5	55.6	61.7	61.7	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47.0	52.3	53.7	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61.0	53.2	52.1	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61.0	53.2	52.1	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98.0	103.4	96.6	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99.0	104.5	97.6	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99.5	105.0	98.1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101.5	107.1	100.0	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105.0	110.8	103.5	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55.1	74.6	74.0	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110.5	116.6	108.9	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92.8	97.9	91.4	2010

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

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

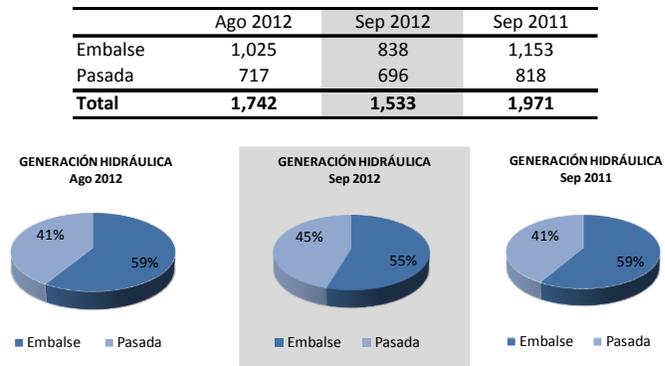
Fuente: Systep

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

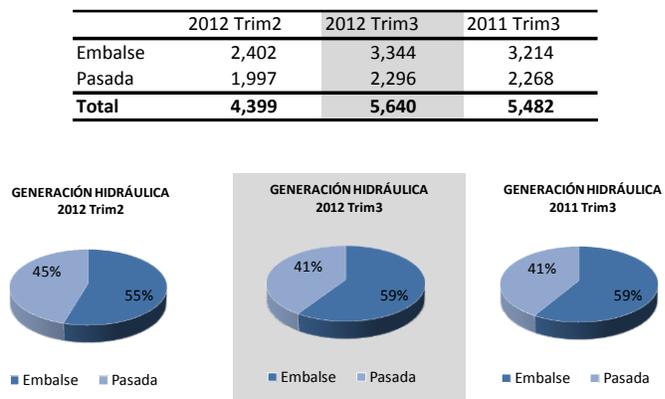
La generación en el SIC en el mes de septiembre, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un -22,2% respecto al mismo mes del año anterior, de un -12,0% en comparación al mes de agosto, y de un 14,6% en relación a los últimos 12 meses.

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



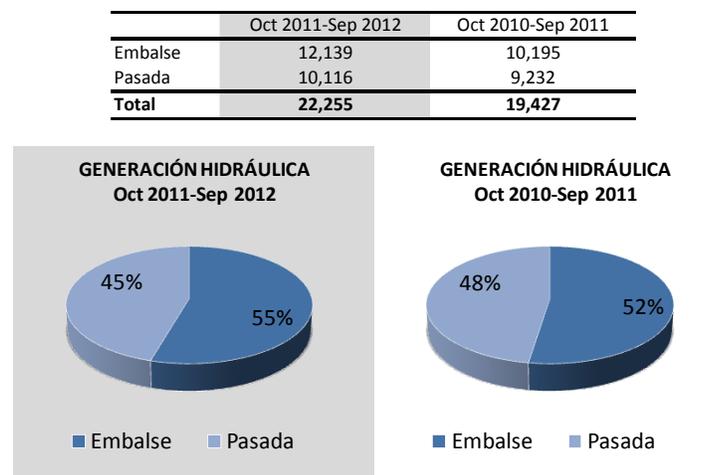
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Ago 2012	Sep 2012	Sep 2011
Gas	0	3	6
GNL	917	731	565
Diesel	204	138	140
Carbón	1,107	1,171	848
Otro	187	190	70
Total	2,416	2,234	1,629

Generación Térmica

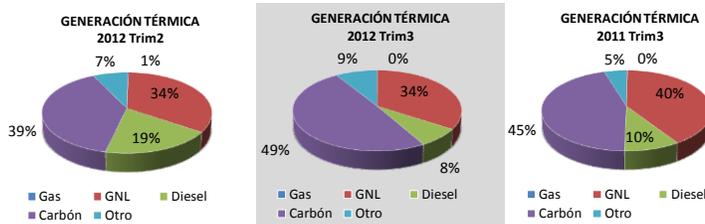
La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía durante el mes de septiembre, muestra una variación de un 37,1% respecto al mismo mes del año anterior, de un -7,5% en comparación al mes de agosto, y de un 0,1% en relación a los últimos 12 meses.



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

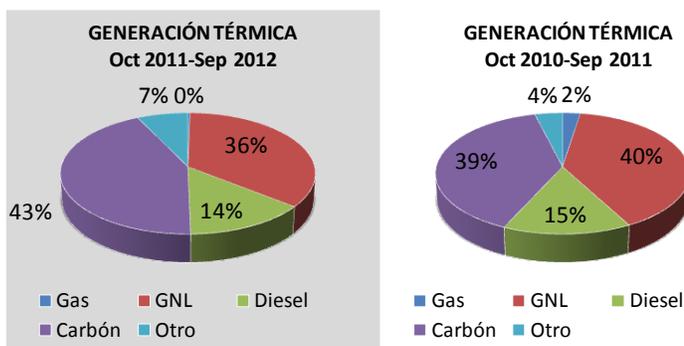
	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3
Gas	25	3	14
GNL	2,543	2,184	2,398
Diesel	1,431	484	565
Carbón	2,919	3,159	2,659
Otro	538	571	278
Total	7,456	6,400	5,915



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Oct 2011-Sep 2012	Oct 2010-Sep 2011
Gas	79	643
GNL	9,125	10,207
Diesel	3,610	3,794
Carbón	11,124	10,112
Otro	1,852	1,011
Total	25,791	25,768



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750,0	3.200,0	14-08-08	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354,0	4.400,0	10-12-08	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050,0	1.700,0	06-06-08	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750,0	1.300,0	08-10-07	Aprobado	Carbón	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640,0	733,0	07-08-09	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579,0	390,0	14-03-07	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542,0	700,0	22-05-08	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500,0	1.000,0	17-07-08	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490,0	781,0	02-12-10	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316,0	500,0	02-09-08	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270,0	500,0	01-08-07	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240,0	110,0	30-07-07	Aprobado	GNL	Base	V
Parque Eólico Sarco	AM Eolica Sarco SpA	240,0	500,0	01-10-12	En Calificación	Eólico	Base	III
Ampliación Parque Eólico San Pedro	ALBA S.A.	216,0	432,0	11-07-12	En Calificación	Eólico	Base	X
Central de Pasada Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	210,0	400,0	07-12-11	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Cabo Leones II	Iberélica Cabo Leones II S.A.	204,0	362,9	12-04-12	En Calificación	Eólico	Base	III
Parque Eólico san Juan de Chañaral de Aceituno	Focus Energy S.A	186,0	300,0	21-03-12	En Calificación	Eólico	Base	III
Parque Eólico Cabo Leones	Iberélica Cabo Leones I S.A.	170,0	356,0	28-09-11	Aprobado	Eólico	Base	III
Parque Solar Diego de Almagro	Andes Mainstream SpA	162,0	420,0	22-05-12	Aprobado	Solar	Base	III
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa .	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158,0	347,6	20-05-11	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155,0	384,0	26-02-10	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152,0	235,0	22-01-09	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150,0	180,0	05-06-07	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144,0	202,0	30-10-07	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141,0	62,0	28-03-07	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidreléctrica Centinela Ltda.	135,0	285,0	24-03-09	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132,0	65,0	12-12-07	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130,0	175,0	28-08-07	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Parque Eólico Ancud	Callis Energía Chile Ltda,	120,0	250,0	30-11-11	Aprobado	Eólico	Base	X
Parque Eólico Chilé	EcoPower SAC	112,0	235,0	04-10-10	Aprobado	Eólico	Base	X
Parque Eólico Punta Sierra	PACIFIC HYDRO CHILE S.A.	108,0	250,0	15-06-12	En Calificación	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108,0	224,0	09-03-09	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106,0	230,0	04-06-07	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Parque Eólico Renaico	Endesa Eco	106,0	240,0	13-05-11	Aprobado	Eólico	Base	IX

ANEXO IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Parque Eólico Renaico	Endesa Eco	106,0	240,0	13-05-11	Aprobado	Eólico	Base	IX
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104,0	230,0	26-04-07	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	103,5	230,0	23-01-09	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101,2	288,0	08-09-09	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100,0	45,0	27-09-07	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100,0	120,0	04-08-09	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100,0	45,0	09-09-08	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100,0	235,0	10-06-09	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96,0	36,0	27-02-08	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	III
Planta Fotovoltaica Diego de Almagro Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitada	90,0	187,0	17-07-12	En Calificación	Solar	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90,0	41,0	28-02-08	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90,0	43,3	15-01-08	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76,0	175,0	18-12-08	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74,0	150,0	07-08-07	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Llanquihue	Ener-Renova	74,0	165,0	30-11-10	Aprobado	Eólico	Base	X
DIA Parque Eolico El Pacifico	Eolic Partners Chile S.A.	72,0	144,0	10-12-08	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72,0	32,0	17-04-08	Aprobado	Petróleo IFO 180	Base	III
Central Geotérmica Curacautín	GGE CHILE SpA	70,0	330,0	08-03-12	En Calificación	Geotérmica	Base	VIII
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69,0	82,0	20-12-07	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69,0	168,0	28-04-08	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallenar	66,5	72,0	29-07-08	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	III
Modificación Proyecto Parque Eólico Punta Palmeras	Punta Palmeras S.A.	66,0	150,0	24-07-12	En Calificación	Eólico	Base	IV
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66,0	123,0	30-09-08	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229,0	02-01-08	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	VII
Parque Eólico Küref	Te-Eólica S.A.	61,2	150,0	07-07-11	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60,0	20,5	14-01-08	Aprobado	Diesel Nº 6	Base	III
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60,0	27,0	20-11-07	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	58,2	75,0	28-08-07	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Llay-Llay	Servicios Eólicos S.A	56,0	108,0	24-02-11	Aprobado	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	52,9	75,0	13-06-07	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Pirquenes	SW Business S.A.	50,0	82,0	22-01-10	Aprobado	Carbón	Base	VIII
PARQUE EOLICO LA CEBADA	PARQUE EOLICO LA CEBADA LIMITADA	48,3	0,0	04-04-11	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48,0	108,0	17-06-10	Aprobado	Eólico	Base	IX
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTOTAL	Norvind S.A.	46,0	140,0	10-09-08	Aprobado	Eólico	Base	IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41,0	105,0	12-08-08	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto PV Salvador	SOLVENTUS CHILE Spa	40,0	160,0	11-04-12	En Calificación	Solar	Base	III
PARQUE EOLICO CUEL KUelEolico	Andes Mainstream SpA	36,8	75,0	21-07-11	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36,0	70,0	18-06-08	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH-Laja	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36,0	50,0	07-03-08	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chiloé S.A.	36,0	100,0	27-10-10	Aprobado	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36,0	42,0	27-04-07	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15,0	24-07-08	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50,0	20-03-07	Aprobado	Diesel	Base	IV
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	31,0	73,0	29-11-07	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Central Hidroeléctrica La Mina	Colbún S.A.	30,0	74,0	13-04-10	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Planta fotovoltaica Denersol III, 30 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama.	Denersol III SPA	30,0	128,0	14-02-12	En Calificación	Solar	Base	III
Central Andes Generación	Andes Generación S.p.A.	30,0	30,0	27-08-12	En Calificación	Diesel	Base	III
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-07	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-09	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25,0	10,0	31-12-07	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24,0	47,0	15-07-08	Aprobado	Eólico	Base	V
Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad: Minicentrales El Salto y El Mocho	Hidroensurs S.A.	23,9	48,0	25-02-11	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	37,8	27-06-08	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43,0	11-11-09	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Aumento de Potencia Central Hidroeléctrica El Paso 60 MW	Hidroeléctrica El Paso Ltda.	21,8	135,0	05-12-11	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35,0	19-10-07	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Planta Fotovoltaica Canto del Agua 21 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama	Canto del Agua Spa	21,0	90,0	03-02-12	Aprobado	Solar	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua	Electro Austral Generación Limitada	20,0	50,0	25-03-11	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31,0	24-06-11	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20,0	19,5	11-07-07	Aprobado	Eólico	Base	IV
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31,0	08-06-11	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA EN NORSKE SKOG BIO BIO	Papeles Norske Skog Bio Bio Limitada	20,0	60,0	30-11-10	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20,0	4,8	17-04-08	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20,0	4,8	26-05-08	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	19,9	50,0	09-11-09	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoquén	Hidroangol S.A.	19,2	45,0	02-06-10	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19,2	6,0	05-11-09	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Carilafquén-Malalcahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28,0	07-02-08	Aprobado	Hidráulica	Base	IX

ANEXO IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Hornopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18,0	25,0	26-07-07	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Baquedano	Inversiones Baquedano Limitada	17,8	56,3	09-05-11	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Eléctrica Cenizas	Eléctrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-07	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Ucuquer	Energías Ucuquer S.A.	16,2	36,0	23-11-11	Aprobado	Eólico	Base	VI
Central El Canelo San José .	ENERGIA COYANCO S.A.	16,0	50,0	29-06-12	En Calificación	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-09	Aprobado	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15,0	27,0	14-09-07	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central ERNC Santa Marta	Empresa Consorcio Santa Marta S.A.	14,0	36,0	10-06-11	Aprobado	Biogas	Base	RM
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14,0	40,2	02-09-09	Aprobado	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celulosa SA	14,0	12,0	27-11-08	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
Ampliación y Modificación Parque Eólico El Arrayán	Parque Eólico El Arrayán Spa	13,8	278,0	07-12-11	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-08	Aprobado	Fuel Oil N° 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso	Hydroaustral S.A.	13,0	20,0	31-07-07	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Providencia	Inversiones Herborn Ltda.	12,7	30,0	14-12-10	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Conjunto Hidroeléctrico Bonito	HIDROBONITO S.A.	12,0	30,0	13-04-11	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada El Pinar	Aaktei Energía SpA	11,5	23,4	21-09-12	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10,4	17,4	25-02-08	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	0,0	21-04-09	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17,0	17-04-07	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pelohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-08	Aprobado	Diesel	Base	IX
Parque Eólico Raki	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	24,0	18-10-11	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florin	9,0	22,0	29-05-09	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15,0	10-07-08	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Central Hidroeléctrica Panguí	RP El Torrente Eléctrica S.A	9,0	20,8	26-07-11	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-07	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hydroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-09	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Embalse Bullileo .	Antartic Generación S.A.	8,0	11,5	31-08-12	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Minicentral Hidroeléctrica Piruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-09	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Generación Eléctrica Minera Florida EXP N° 171/2011	Minera Florida Ltda.	7,5	5,2	25-11-11	Aprobado	Diesel	Respaldo	RM
Planta Fotovoltaica, 7,5 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama	DENERSOL CHILE II SPA	7,5	32,0	09-02-12	Aprobado	Solar	Base	III
Generación Eléctrica de Respaldo para Terminal GNL Quintero	GNL Quintero S.A.	7,2	7,0	07-12-11	Aprobado	Diesel	Respaldo	V
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bío-Bío Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-09	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central de Cogeneración Coelemu	Energía León S.A.	7,0	15,0	03-04-12	En Calificación	Cogeneración	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte N° 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-08	Aprobado	Hidráulica	Base	X

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

Fuente: SEIA, System

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

Pedro Miquel Durán

Ingeniero Senior

pmiquel@systep.cl

Pablo Jiménez Pinto

Ingeniero de Estudios

pjimenez@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.

