

Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Julio 2012



Contenido

Editorial	2
SIC	6
Análisis General	7
Análisis Precio de Licitación	10
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	11
Estado de los Embalses	12
Análisis Precios de los Combustibles	13
Análisis Precios Spot	14
Análisis Precio Medio de Mercado	15
RM 88	15
Análisis Parque Generador	16
Resumen Empresas	18
SING	29
Análisis General	30
Análisis Precio de Licitación	33
Análisis Precios de los Combustibles	33
Análisis Precios Spot	34
Análisis Precio Medio de Mercado	35
Análisis Parque Generador	35
Resumen Empresas	36
ANEXOS	37
Índice Precios de Contrato	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

Propuesta de multicarrier eléctrico encargada por el gobierno introduce figura de ente similar al AFT. (Diario Financiero, 17/7/12)

Endesa eleva su capacidad eléctrica sólo un tercio en 10 años, y Gener sube más de 60%. (El Mercurio, 17/7/12)

Energía Austral suspende hasta 2013 proceso ambiental de central Cuervo. (El Mercurio, 14/7/12)

Comité de Ministros resolverá el próximo viernes tres proyectos. (Diario Financiero, 13/7/12)

Ranking SEC 2012: Empresas eléctricas mantienen su nota de calidad de Servicio. (SEC, 12/7/12)

Gobierno desiste de estudio para unir la Patagonia con el sistema eléctrico central. (El Mercurio, 12/7/12)

Ministerio de Energía licitará inédito proyecto solar de US\$350 millones. (Estrategia, 12/7/12)

Cuentas de electricidad bajarán más de 6% en las principales ciudades del norte. (La Tercera, 11/7/12)

Reservas de embalses repuntaron 21% en junio. (Estrategia, 11/7/12)

Collahuasi no considera "a priori" monto límite de compras de ERNC. (Diario Financiero, 11/7/12)

Corte anula multas aplicadas a empresas eléctricas por apagón de noviembre de 2003. (Emol, 10/7/12)

GasAtacama adjudicó terminal de regasificación a Golar LNG. (Eelectricidad, 6/7/12)

GasAtacama pondrá a disposición de terceros el 50% de su terminal flotante. (Diario Financiero, 6/7/12)

Editorial

El incierto desarrollo eléctrico de Chile, una situación recurrente

En los últimos años el desarrollo eléctrico de Chile ha estado en el centro de la discusión nacional, con una creciente participación de la ciudadanía e intervención del mundo político. La fragilidad del sistema eléctrico, los altos precios, la afectación de zonas prístinas, los efectos medioambientales, tanto los que afectan local como globalmente, entre otras materias, han dado argumentos para sostener una, a veces muy agitada y polarizada, discusión nacional.

Sin duda, podemos concluir que ya no podemos enfrentar el desarrollo de largo plazo de los proyectos de inversión, no solo energéticos, de la misma forma que Chile lo venía haciendo en las décadas pasadas. El gran desafío es encontrar una fórmula de desarrollo que permita hacer convivir la necesaria inversión en infraestructura, para sostener el crecimiento del país, con las legítimas preocupaciones y aspiraciones ciudadanas.

En ese contexto, mientras Chile busca conciliar sus diversas necesidades, es evidente que el país debe seguir creciendo, y por lo tanto, debe mantener un sostenido crecimiento de su oferta de energía, y en particular de generación eléctrica. En el mediano plazo, entendidos como los próximos dos a cuatro años, los principales proyectos de generación de gran envergadura que sustentarán el crecimiento de la demanda del SIC serán Santa María (343 MW), Bocamina II (342 MW), Campiche (270 MW) y Angostura (316 MW), entre otros. Estos proyectos se encuentran en etapas de construcción y/o puesta marcha, estimándose su entrada en servicio durante el 2012 y 2013. La esperanza es que la puesta en servicio de estos proyectos, así como la normalización reciente de las restricciones hidrológicas, permita reducir los costos de la energía observados durante los últimos meses.

En el largo plazo, a partir del 2015 o 2016 en adelante, las principales propuestas privadas para el desarrollo de proyectos de generación de gran envergadura que se esperaba sustentarían el crecimiento de la demanda eran Castilla (2.354 MW), Los Robles (750 MW), HidroAysén (2.750 MW), Río Cuervo (640 MW) y Energía Minera (1.050 MW), entre otros. Sin embargo, gran parte de estos proyectos ha visto demorado o paralizado su normal desarrollo, debido la aparición de nuevas e importantes condicionantes. Destacan en este sentido las demoras y dificultades en la tramitación de estudios de impacto ambiental, oposición de las comunidades cercanas a los proyectos, dificultades en los procesos de calificación ambiental, oposición de comunidades indígenas, complejas negociaciones de servidumbres de paso de líneas de conexión, judicialización y nuevas exigencias de tribunales, adecuación a nuevas restricciones de emisiones, creciente interés y debate nacional respecto a las alternativas y políticas de desarrollo energético del país, etc. Ejemplos emblemáticos de estas condicionantes son:

- El proyecto termoeléctrico Castilla, cuya aprobación ambiental está sujeta al resultado de la audiencia de conciliación entre la empresa y los opositores a la iniciativa, o en una segunda instancia al dictamen de la Corte Suprema.
- El proyecto hidroeléctrico de central Río Cuervo, cuya aprobación ambiental fue cuestionada por la Corte Suprema, respondiendo al recurso de protección presentado en contra del Servicio de Evaluación Ambiental de Aysén por la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto, sin haber realizado algunos estudios de suelo específicos.
- El proyecto hidroeléctrico de HidroAysén, en el cual uno de los socios de la empresa ha informado su intención de postergar la presentación de estudios ambientales de la línea de transmisión a la espera que el país defina una política energética nacional.

- El proyecto termoeléctrico Barrancones, cuya aprobación ambiental a mediados del año 2011 fue cuestionada por opinión pública y llevó al propio Presidente de la República a solicitar el desistimiento del proyecto.

En ese marco, el desarrollo de obras de infraestructura, que sustenten el crecimiento de la demanda eléctrica en el largo plazo, se enfrenta a crecientes niveles de incertidumbre. Esencialmente, el desarrollo de hidroelectricidad de gran escala y la generación térmica a carbón, reconocidamente las alternativas económicamente más eficientes, son objeto de una fuerte oposición, por sus impactos sociales y medioambientales. Considerando el largo periodo que requieren este tipo de proyectos para su desarrollo, 6 a 10 años, desde el diseño del proyecto hasta su puesta en marcha, se requiere resolver hoy como entregar una mayor certidumbre, y evitar que Chile siga sufriendo en el largo plazo los efectos de la actual situación de abastecimiento energético.

Efectos futuros de la actual coyuntura

En el mediano plazo la consecuencia de estas nuevas condicionantes es el retraso en el desarrollo de las obras y el consecuente incremento en los costos de operación del sistema. En efecto, el retraso sistemático de la puesta en marcha de proyectos con tecnologías más eficientes, actualmente hidroeléctricas y térmicas a carbón, incrementará la participación en el despacho de tecnologías más costosas como el GNL o el diesel.

Pero mirando al largo plazo, la incertidumbre se sitúa sobre aspectos más fundamentales del desarrollo energético. Si aceptamos por un instante que el desarrollo de la matriz eléctrica debiera estar sustentado en su base por generación hidroeléctrica y carbón, podemos preguntarnos si acaso están dadas las condiciones para que la decisión de inversión en estas tecnologías se pueda tomar, dada la incertidumbre mencionada. Más allá de considerar los riesgos hidrológicos y de precios de combustibles de esas alternativas, surgen interrogantes sobre otras tecnologías que podrían constituir la oferta de generación, con escenarios de precios futuros con diferencias significativas en sus valores medios.

En efecto, como consecuencia de lo señalado, es posible identificar dos escenarios representativos de las condiciones extremas que podrían darse en los sistemas eléctricos interconectados chilenos. Como un escenario optimista podría considerarse aquel en el cual la aprobación ambiental, ejecución y puesta en servicio de las obras de transmisión y proyectos de generación más competitivos, hidroelectricidad y carbón, se efectúan en los plazos requeridos y planificados por sus desarrolladores. Este escenario puede definir una banda inferior para los precios de suministro esperados para el sistema en el largo plazo. Un escenario como el descrito puede tener un precio que resulta entre 72 y 89 US\$/MWh, dependiendo de los precios de combustibles, costos de inversión y otros factores.

En contraste, se puede definir un escenario alternativo en el cual las distintas restricciones impiden la ejecución de los proyectos de generación más eficientes de gran tamaño, debiéndose desarrollar como generación de base fuentes alternativas, tales como centrales de ciclo combinado basadas en gas natural licuado y generación hidroeléctrica de escala mediana. En este escenario el costo de suministro esperado sería mayor, dada la incorporación al despacho de tecnologías con costos variables más costosos como el GNL. Este último escenario puede tener un precio que resulta entre 92 y 110 US\$/MWh, dependiendo de los precios de combustibles, costos de inversión y otros factores.

Sin embargo, aunque en teoría ambos escenarios son posibles, para que se materialice uno u otro se requieren acciones orientadoras que entreguen señales claras a la inversión. Por una parte, no es posible pensar hoy en el desarrollo de nuevas centrales de carbón para su entrada en servicio en el largo plazo, considerando los estudios de ubicación, ingeniería, permisos ambientales, etc., que implican decenas de millones de dólares por proyecto y varios años para completar, pues no existe certeza que, aunque cumpliendo con la legislación vigente, se puedan finalmente materializar, como ya esta sucediendo con proyectos actuales. Por otra parte, si se quisiera desarrollar ciclos combinados, aunque existe un menor grado de rechazo a estos, su menor competitividad frente al carbón hace incierto su desarrollo, si no se despeja la incertidumbre de su sustituto. Efectivamente, una vez construidas nuevas centrales de GNL, si el carbón vuelve a la matriz como tecnología de desarrollo, las primeras serían desplazadas en la lista de mérito.

En estas condiciones de riesgo, es necesario que los distintos agentes del mercado evalúen sus decisiones y el impacto de la incertidumbre descrita previamente sobre el desarrollo de nuevos proyectos. En particular, para el caso de un generador, un criterio conservador sería evaluar sus proyectos considerando un escenario competitivo para la operación y desarrollo futuro de los sistemas. Este debería contener consideraciones similares a las descritas para el escenario optimista antes definido. En contraste, para un consumidor el criterio conservador será considerar una situación coherente con el escenario alternativo, esto es, con mayor precio del suministro eléctrico en el largo plazo.

Finalmente, a nivel de país algunas de las consecuencias que podría tener la tendencia alcista de los precios del suministro eléctrico en el largo plazo son la menor competitividad del país en todo sentido, pero especialmente para el desarrollo de nuevos proyectos de inversión, pudiendo afectar el crecimiento en el largo plazo, por el incremento de los costos asociados a servicios básicos para la población chilena y para los productos de exportación, entre otros. En otro ámbito, un mayor precio esperado de la energía cambiaría el escenario de desarrollo de las energías renovables, haciendo innecesarios incentivos adicionales vía precio o mayores cuotas de mercado.

¿En qué estamos?

La coyuntura en la que se encuentra el país no debiera parecernos tan extraña o remota. En efecto, en algunos aspectos es similar a lo vivido por el sector eléctrico chileno en la década pasada, con la crisis del gas natural argentino. En dicho periodo, la incertidumbre sobre la disponibilidad futura de gas argentino mantuvo congelado el desarrollo de proyectos requerido para sustentar el crecimiento de la demanda. Fue sólo tras la reformulación del proceso de contratación de energía para clientes regulados, a través de la promulgación de la Ley Corta II, que se establecieron condiciones de mercado suficientes que permitiesen sustentar el desarrollo de nuevos proyectos de generación en base a carbón e hidroelectricidad. Si bien las razones que dificultan el desarrollo de nuevos proyectos hoy son distintas a las observadas en esa década, el impacto resultante es muy similar: retardo o eventualmente estancamiento del desarrollo de proyectos de generación. Sin embargo, con la demanda mayormente contratada hasta después del año 2020, hoy se requieren soluciones distintas.

En este sentido, todo anuncio de cambio regulatorio, sin una oportuna formulación de proyectos concretos, introduce riesgo y retrasos en la inversión. Los cambios regulatorios anunciados en la Estrategia Nacional de Energía, lanzada en febrero de este año por el gobierno, que no se han manifestado con propuestas de cambios legales o reglamentarios, ya han tenido impacto en los proyectos de generación. Por ejemplo, en el caso de los proyectos hidroeléctricos en la Patagonia, la empresa HidroAysén ha anunciado la paralización del desarrollo de los estudios ambientales para la línea de transmisión, a la espera que el país defina una política energética nacional. Es así, como fue el propio Presidente quien debió congregarse recientemente a representantes de la industria eléctrica para entregar una señal de confianza y recoger sus inquietudes, y ofreciendo en el corto plazo entregar una propuesta concreta sobre la carretera eléctrica anunciada. La premura por definir la carretera eléctrica no debiera contaminar el esquema de remuneración de la transmisión, que debiera ser revisado, pero evitando los peligros de eliminar señales importantes de localización para nuevas conexiones (por ejemplo, mediante un estampillado total a la demanda), que se ha demostrado puede imponer mucho mayores costos sociales (ver informe británico http://www.nera.com/67_7261.htm).

La participación ciudadana y compensación de las comunidades

Más allá de los problemas ambientales y legales, más allá de la carretera eléctrica u otros cambios legales que pudieran ser necesarios, uno de los aspectos claves a enfrentar en el país es una nueva definición de la participación de la sociedad civil en el desarrollo de proyectos. En particular, se debe reforzar los esquemas y oportunidades de representación dentro de los distintos procesos de aprobación. Pero sobretodo, se debiera avanzar más allá que la sola participación, diseñando un esquema de compensación para las comunidades locales que, o son afectadas por proyectos específicos, o no ven los beneficios de grandes inversiones que sólo terminan favoreciendo a la gran metrópoli.

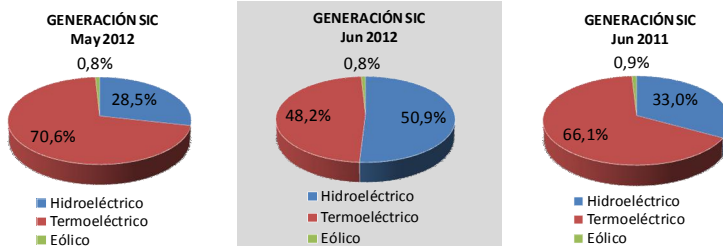
Junto con un esquema de compensaciones, otro de los aspectos relevantes que permitiría reducir la percepción de incertidumbre actual es el desarrollo de un plan de ordenamiento territorial para Chile. La clara identificación de los lugares y restricciones asociadas que deberán ser considerados por los privados para lograr la aprobación de la autoridad e instituciones asociadas permitirían evitar situaciones como la observada con el proyecto de Barrancones y otros similares. En particular, ya sea para el desarrollo de una matriz basada en hidroelectricidad de gran escala y en centrales térmicas a carbón o gas natural licuado, se requiere un claro liderazgo del Estado, no sólo del gobierno de turno, con una visión de Estado que permita despejar las incertidumbres y que los privados puedan tomar las decisiones oportunamente. Si el interés fuera, por ejemplo, viabilizar centrales a carbón en zonas identificadas dentro de un plan de ordenamiento territorial, debiera avanzarse en dicha identificación. Si por el contrario, se dificultara el desarrollo de centrales a carbón, la mayor inversión de centrales de ciclo combinado requeriría mayor capacidad de terminales de GNL, para lo cual los privados requerirían tomar decisiones tempranamente, las cuales solo se pueden tomar cuando se haya decidido la inversión en dichos ciclos combinados, los cuales a su vez dependen de que suceda con su sustituto, el carbón. Es un proceso complejo y alambicado, pero es claro que se debe avanzar en acotar las incertidumbres.

En efecto, considerando que los plazos normalmente requeridos para el desarrollo de proyectos térmicos a carbón o hidráulicos de gran tamaño es superior a cinco años (Incluyendo definición conceptual, estudios ambientales, negociación y financiamiento, construcción y puesta en marcha de proyectos), es de suma urgencia e importancia tomar hoy las decisiones y medidas que destraben el desarrollo de proyectos eficientes de gran magnitud. En caso contrario puede verse comprometido el objetivo de lograr un costo eficiente del suministro eléctrico del país en el largo plazo.

La oportunidad de tomar medidas para destrabar la no inversión toma aún mayor importancia al considerar que el 2012 es un año de elecciones municipales y que el próximo 2013 es de elecciones presidenciales, situaciones en las que la solución definitiva de coyuntura energética estará en peligro de exponerse a una polarización de las posiciones y un desafortunado aprovechamiento político. Si lo anterior sucede, y no se despeja la incertidumbre, ya no podremos acceder a ninguno de los escenarios descritos, volviendo a repetir situaciones largamente sufridas por los chilenos en años recientes; precios altos y fragilidad del suministro. Puede que ya sea tarde.

The image displays two detailed maps of Chile's railway system. The left map focuses on the northern and central parts of the country, showing major hubs like Antofagasta, Copiapó, La Serena, and Santiago. It illustrates various rail lines connecting these cities and extending towards the south. The right map provides a more comprehensive view of the entire country, including the southernmost tip. It highlights key stations such as Punta Arenas, Coyhaique, Temuco, and Valdivia, along with the dense network of tracks linking them. Both maps feature color-coded lines to represent different types of rail services and include legends to explain the symbols used. Geographical context is provided by labels for neighboring countries (Argentina, Brazil) and bodies of water (Pacific Ocean, Atlantic Ocean).

Figura 1: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de junio de 2012 la generación de energía en el SIC disminuyó en un -0,3% respecto a mayo, con un alza de 8,5% respecto a junio de 2011. Este análisis no toma en cuenta que el mes de junio tuvo un día menos que el mes de mayo.

La generación hidroeléctrica presentó un alza de 78% respecto de mayo, mientras que la generación termoeléctrica disminuyó en un -32%. Con lo anterior, el 50,9% de la energía consumida en el SIC durante el mes de junio de 2012 fue abastecida por centrales hidroeléctricas, revirtiéndose de esta manera la predominancia térmica observada durante los últimos dos años. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol minoritario en la matriz, con un total de energía generada de 34,35 GWh, correspondiente al 0,8% del total (4.051 GWh).

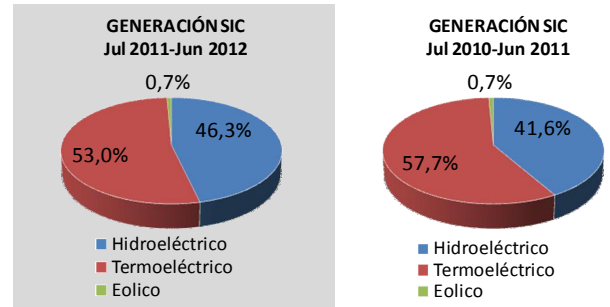
Según fuente de producción, se observa que el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en un 94% respecto a mayo, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó un alza de 60% en relación al mismo mes.

Por otra parte, la generación a gas natural experimentó una disminución de un -100% aunque con una muy pequeña participación en la generación del mes (0%), mientras que la generación diesel presenta una disminución en su producción de -64%. La generación a carbón, por su parte, se ve disminuida en un -7%, mientras que la generación a GNL presentó una baja de -43% respecto al mes anterior.

En la Figura 3 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2008. Se destaca de la Figura 4, que la generación GNL representa para el mes de junio de 2012 un 13,3% de la matriz de energías del SIC, frente al 5,8% que representa el diesel y el 24,7% del carbón.

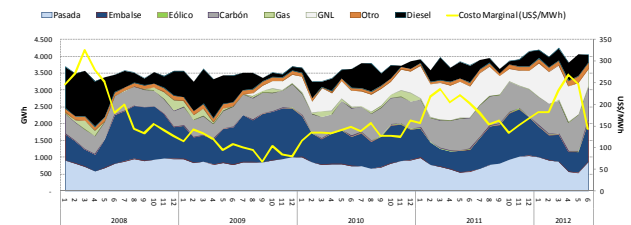
Los costos marginales del SIC durante el mes de junio llegaron a un valor promedio de 144 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 203 US\$/MWh de junio de 2011 representa una baja de -29,2%, mientras que si se compara con el mes pasado se observa una baja de -42,31%.

Figura 2: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



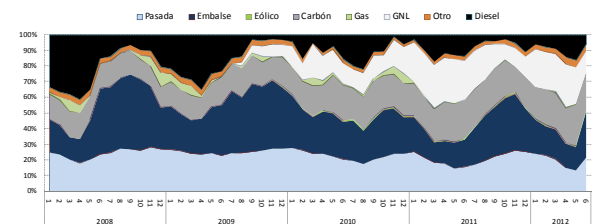
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 3: Generación histórica SIC



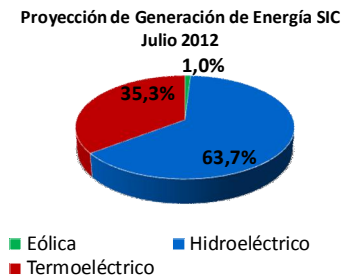
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 4: Generación histórica SIC (%)



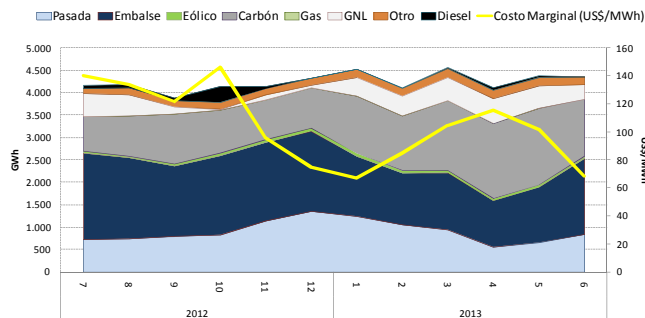
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 5: Proyección de Generación de Energía junio de 2012



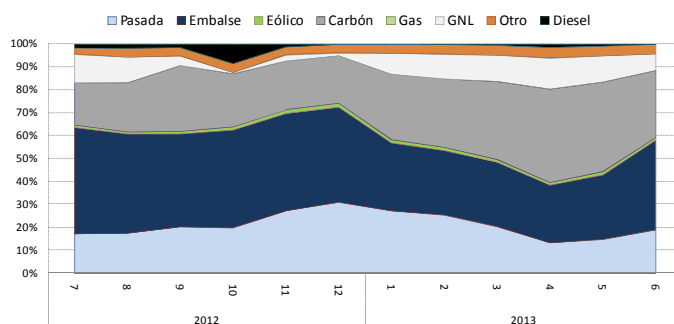
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 6: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 7: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de julio de 2012, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 63,7% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas. Considérese que la vigencia del decreto de racionamiento de febrero de 2011 se ha extendido hasta agosto del presente año.

La Figura 6 y Figura 7 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal.

Generación de Energía

Durante el mes de junio de 2012, la generación de energía experimentó un alza de 8,5% respecto del mismo mes de 2011, con una disminución de -0,3% respecto a mayo. Este análisis no toma en cuenta que el mes de junio tuvo un día menos que el mes de mayo.

Respecto a las expectativas para el año 2012, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 49.236 GWh, lo que comparado con los 46.115 GWh del año 2011 representaría un crecimiento anual para el año 2012 del 6,77%.

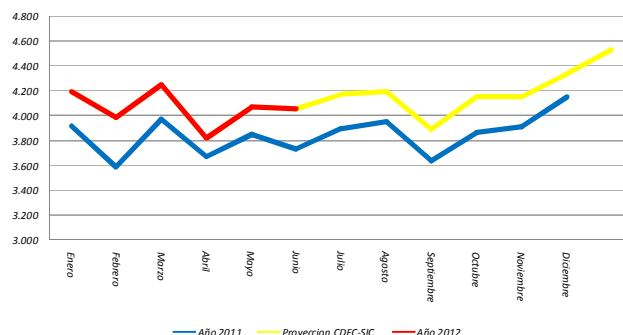
La Figura 9 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

Precio de Nudo de Corto Plazo

El día 31 de diciembre de 2011 fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en octubre de 2011, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2011.

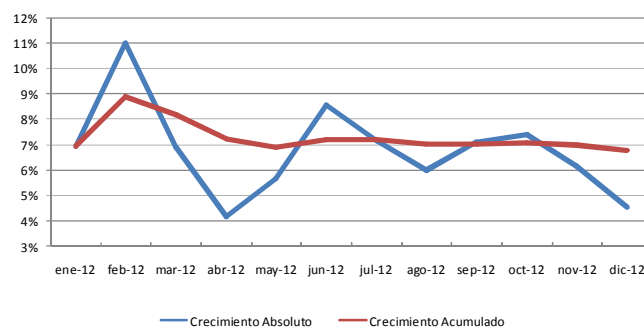
Los valores definidos por la autoridad son: 44,661 \$/kWh y 5.915,50 \$/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 53,10 \$/kWh. Este valor representa una baja de 2% respecto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

Figura 8: Generación histórica de energía (GWh)



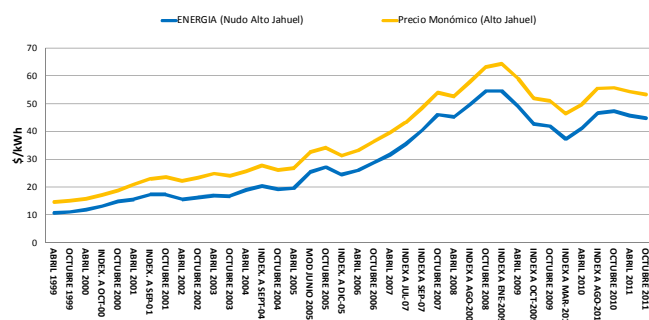
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 9: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 10: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CNE, Systep

Análisis Precios de Licitación

El día 1° 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 158° 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 $\bar{p}$ 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 1 muestra los precios resultantes por empresa generadora de los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009. (Mayor detalle en Anexo II). El Precio Medio de Licitación indexado a junio de 2012 es de 77,98 US\$/MWh (referido a la barra Quillota 220), lo que representa una reducción de -0,6% respecto del valor indexado al mes de mayo de 2012 (78,46 US\$/MWh).

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	85,3	5.419
Campanario	100,3	1.750
Colbún	85,0	6.782
Endesa	67,1	12.825
Guacolda	78,9	900
EMELDA	99,8	200
EPSA	103,0	75
Monte Redondo	97,3	275
Precio Medio de Licitación		77,98

* Precios referidos a Quillota 220

Precio de Nudo de Largo Plazo

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

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

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

De esta forma, se calculan los reajustes de manera que ningún precio promedio por distribuidora referido a un nodo común sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema. Para el cálculo de los reajustes se tomó Quillota 220 como nodo de referencia. La Tabla 2 muestra 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 2: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a junio 2012)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación (Barra de Suministro)	Precio Medio Reajustado (Barra de Suministro)	Precio Medio Reajustado (Barra de Quillota)	Energía Contratada GWh/año
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	
Chilectra	64,72	79,59	69,25	12.000
Chilquinta	87,55	77,99	77,99	2.567
EMEL	85,00	77,99	77,99	2.007
CGE	102,39	82,76	77,99	7.220
SAESA	76,47	76,89	77,99	4.432

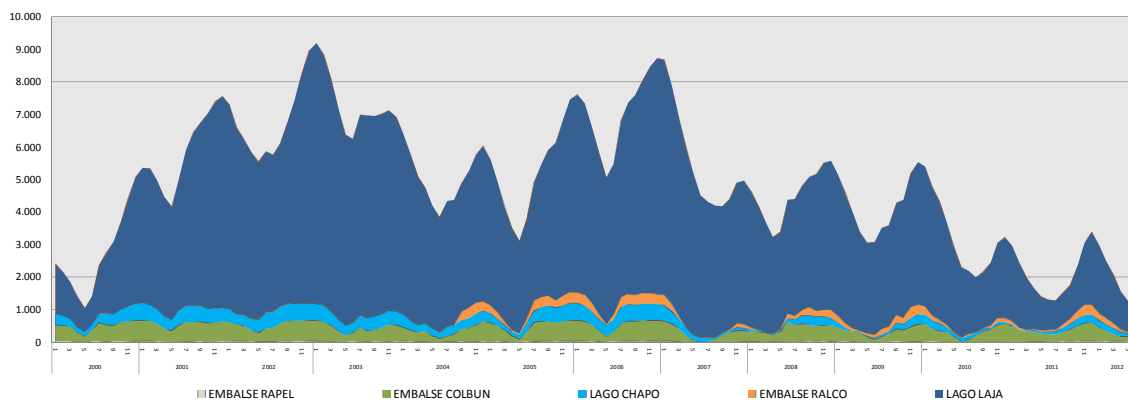
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a junio 2012 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 74,28 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220, lo cual representa una reducción de -0,5% respecto del mes anterior (74,66 US\$/MWh).

Nivel de los Embalses

La energía almacenada promedio disponible para generación en el mes de junio de 2012, alcanzó los 2.880 GWh, lo que representa un aumento de 126% respecto al mes anterior, y un aumento de 121% 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 junio de 2012 fue un 31,2% mayor que la acumulada a igual mes del año 2011, no obstante este nivel representa el 15% de capacidad máxima de este lago. En este sentido, se debe notar que los niveles de los embalses si bien se recuperaron en el mes de junio, la energía total almacenada en ellos aún se mantienen bajo lo normal.

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



Fuente: CNE, Systep

Tabla 3: Comparación energía promedio almacenada mensual (GWh)

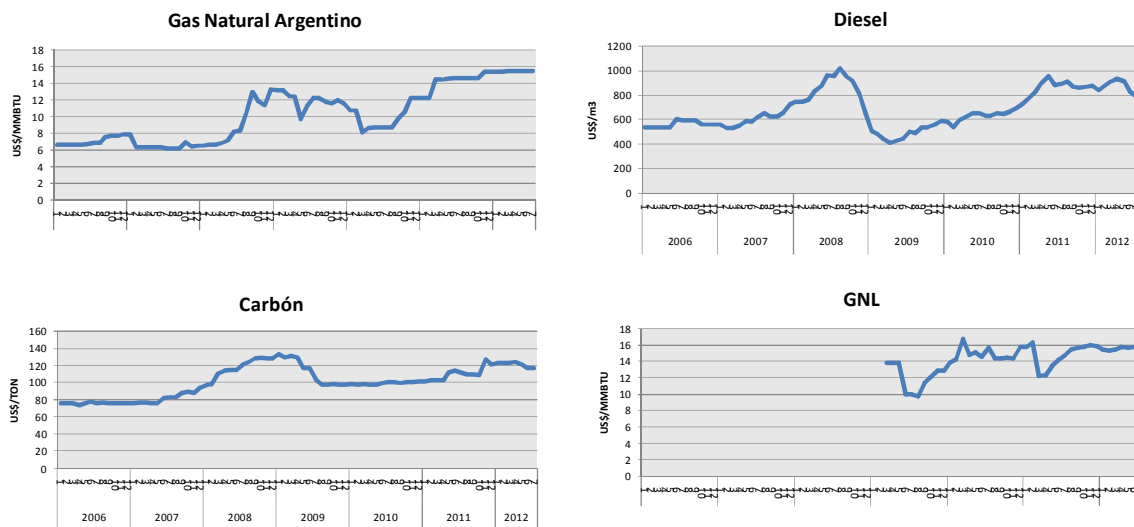
		May 2012	Jun 2012	Jun 2011
EMBALSE	COLBUN	143	254	235
% de la capacidad máxima		22%	39%	36%
EMBALSE	RAPEL	41	37	20
% de la capacidad máxima		80%	73%	40%
LAGUNA	LA INVERNADA	2	17	1
% de la capacidad máxima		1%	13%	0%
LAGO	LAJA	949	1.212	923
% de la capacidad máxima		12%	15%	12%
LAGO	CHAPO	98	148	80
% de la capacidad máxima		17%	26%	14%
EMBALSE	RALCO	40	1.212	45
% de la capacidad máxima		11%	335%	12%

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 12.

Figura 12: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

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 considerablemente tras las precipitaciones acontecidas en el último mes, lo cual se ha visto reflejado en los precios del mercado spot.

Los costos marginales del SIC para el mes de junio de 2012 presentan una baja de -42% respecto a los registrados en el mes de mayo, con una baja de -29% respecto a lo observado en junio de 2011.

En la Tabla 5 y Figura 13 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos.

Tabla 4: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2008	2009	2010	2011	2012
Enero	247	115	116	157	182
Febrero	272	142	135	217	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	
Agosto	143	96	157	154	
Septiembre	134	68	127	162	
Octubre	155	104	128	134	
Noviembre	141	84,7	125	152	
Diciembre	127	80	163	168	

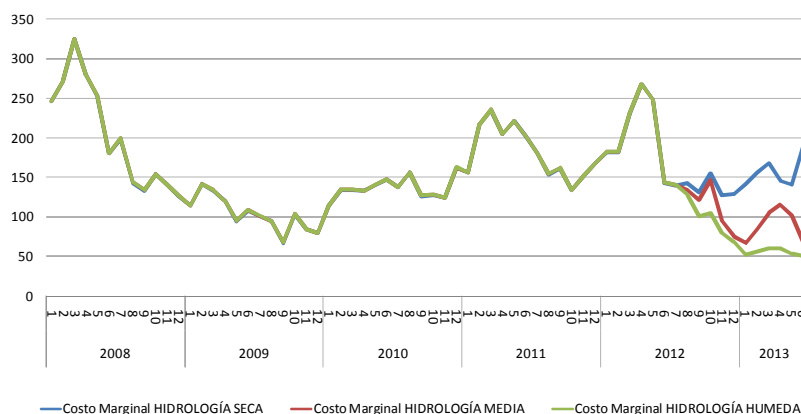
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2012	7	140,3	140,3	140,3
-	8	143,3	133,9	127,9
-	9	131,2	121,8	100,7
-	10	155,5	146,3	105,4
-	11	128,1	95,6	79,9
-	12	129,8	74,8	67,7
2013	1	142,2	67,1	52,0
-	2	156,8	85,0	56,5
-	3	168,3	104,8	60,2
-	4	146,1	115,5	60,2
-	5	141,1	101,9	53,7
-	6	190,8	68,2	50,5

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

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



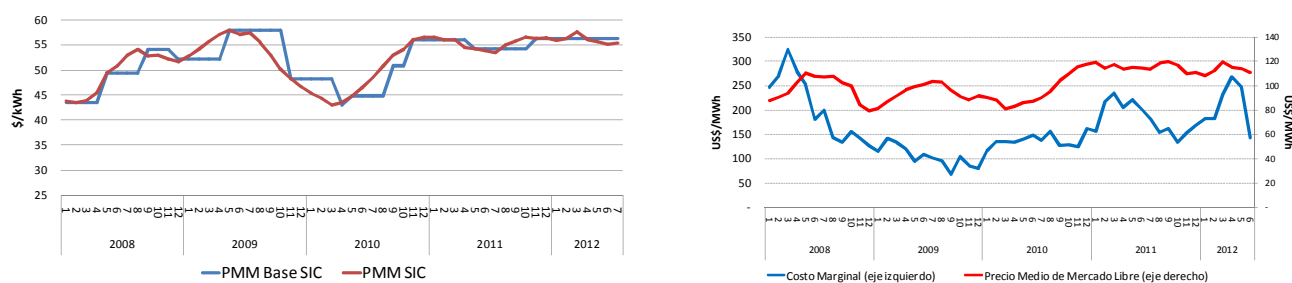
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

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

El precio medio de mercado vigente a partir del 03 de julio de 2012 es de 55,35 \$/kWh, lo que representa una baja de -1,60% respecto al precio definido en la fijación de Octubre 2011 (56,25 \$/kWh).

Figura 14: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, SysteP

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 6 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 1.730 MW de potencia. Las fechas de ingreso de las centrales a carbón Santa María de Colbún y Bocamina II de Endesa se esperan para los meses de agosto y septiembre del presente año, respectivamente, no obstante ambas ya se encuentran 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 destacan los atrasos en la fechas de ingreso esperadas de las centrales Santa María, Bocamina II, Viñales, San Andrés, Laja I y Energía Pacífico.

Unidades en Mantenimiento

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

- Nehuenco (U-2 por 390 MW): 9 días en julio
- San Isidro (U-1 por 381 MW): 21 días en septiembre.
- Guacolda (U-4 por 152 MW): 35 días en septiembre-octubre

Tabla 6: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Propietario	Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]	
Hidráulicas				
Rucatayo	Pilmaiquén	Pasada	ago-12	60
Laja 1	IPR GDF Suez	Pasada	ago-12	34
San Andrés	HydroChile	Pasada	dic-12	40
Puleifu	Capullo	Pasada	dic-12	9
Providencia	Herborn Ltda.	Pasada	oct-12	13
El Paso	HydroChile	Pasada	jul-13	40
Angostura	Colbún	Embalse	dic-13	316
Térmica Tradicional				
Santa María	Colbún	Carbón	ago-12	343
Bocamina 2	Endesa	Carbón	sep-12	342
Campiche	Gener	Carbón	mar-13	270
Otros Térmicos				
Energía Pacífico	EPSA	Bio./Cog.	jul-12	17
Viñales	Arauco	Cogeneración	ago-12	32
Eólicas				
Talinay Oriente	Vestas		nov-12	99
El Arrayán	El Arrayán Spa		abr-14	115
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.730

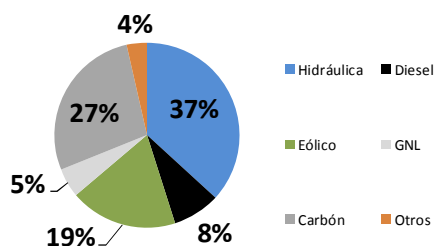
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 7: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	6.343	9.011
Diesel	1.446	1.092
Eólico	3.240	6.959
GNL	879	527
Carbón	4.750	8.631
Otros	619	1.708
TOTAL	17.278	27.928
Aprobado	14.971	22.734
En Calificación	2.306	5.194
TOTAL	17.278	27.928

Fuente: SEIA, Systep

Figura 15: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Systep

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 17.278 MW (2.306 MW en calificación), con una inversión de 27.928 MUS\$.

Se destaca este mes el rechazo del proyecto Central Termoeléctrica Punta Alcalde (740 MW) en la III región, así como la aprobación de la segunda etapa del Parque Eólico Lebu (158 MW) en la VIII región, y la aprobación del Parque Eólico Llay-Llay (56 MW) en la V región.

También destaca la presentación de los proyectos Parque Eólico Punta Sierra (108 MW) en la IV región, la ampliación de Parque Eólico San Pedro (216 MW) en la X región, y la Central Hidroeléctrica El Canelo San José (16 MW) en la RM.

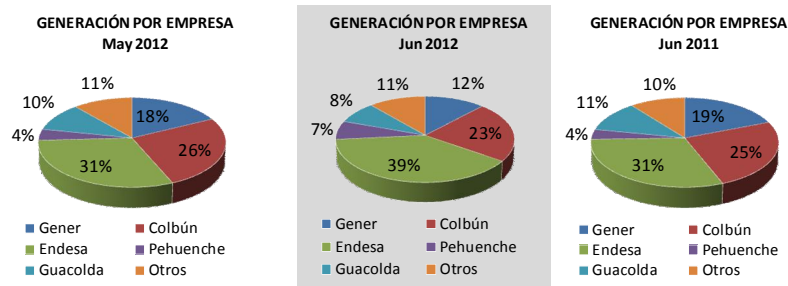
En la Tabla 8 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo IV se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

Tabla 8: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750,0	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	Aprobado	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

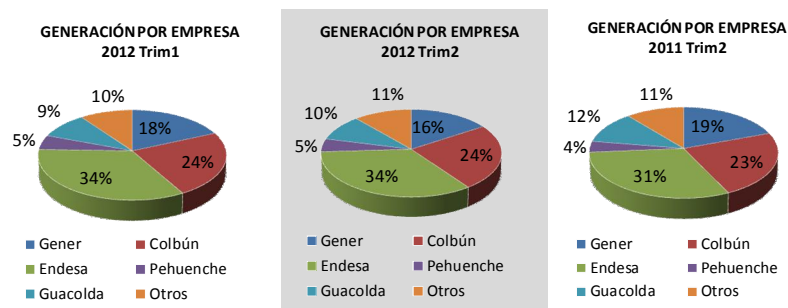
Fuente: SEIA, Systep

Figura 16: Energía generada por empresa, mensual



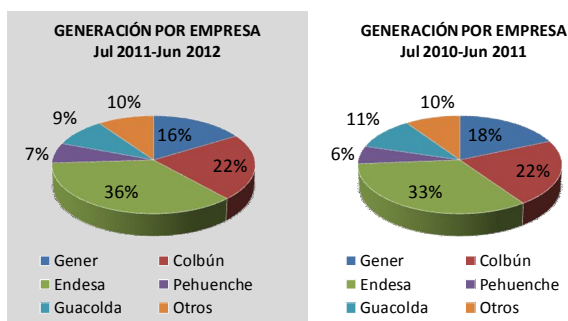
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 17: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Resumen Empresas

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

Al mes junio de 2012, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 39% de la producción total de energía, seguido de Colbún (23%), Gener (12%), Guacolda (8%) y Pehuenche (7%).

En un análisis por empresa se observa que Endesa y Pehuenche aumentaron su producción en un 26% y 71%, respectivamente, mientras que el resto disminuyeron su generación respecto del mes anterior: Colbún (-12%), Guacolda (-22%) y Gener (-32%). Este análisis no toma en cuenta que el mes de junio tuvo un día menos que el mes de mayo.

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

ENDESA

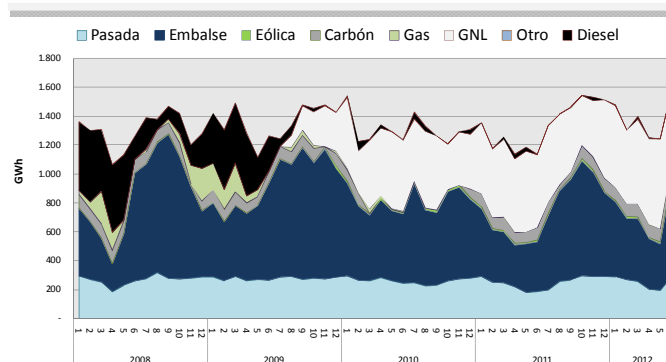
Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un alza de 101% respecto al mes de mayo, y un aumento de 88% en relación a junio de 2011. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presentan un alza de 45% respecto a mayo, con un aumento de 52% respecto a junio de 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción de las centrales de carbón de Endesa presenta un alza de un 32% respecto al mes pasado, mientras el aporte de las centrales a GNL presenta una baja de un -20% respecto a mayo, con una baja del -1,1% respecto a junio de 2011.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de junio tuvo un día menos que el mes de mayo.

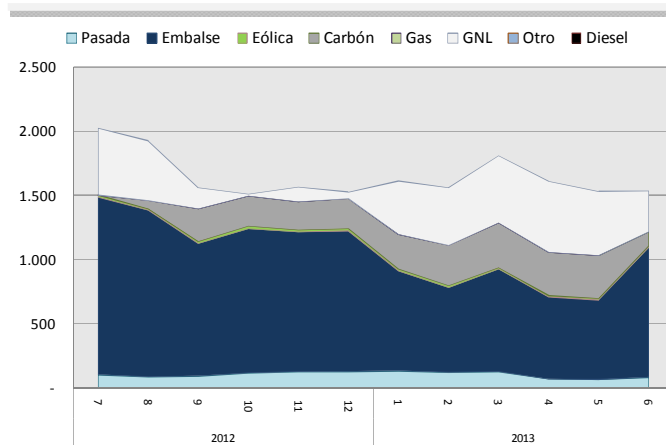
En la Figura 20 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 19: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 20: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 9: Generación Endesa, mensual (GWh)

	May 2012	Jun 2012	Jun 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	197	287	189	45,3%	51,8%
Embalse	321	645	343	101,0%	88,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	621	498	504	-19,8%	-1,1%
Carbón	91	120	84	32,2%	42,2%
Diésel	1	5	5	894,9%	6,4%
Eólico	15	14	15	-0,8%	-3,2%
Total	1.245	1.569	1.140	26,0%	37,7%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Jul 2011-Jun 2012	Jul 2010-Jun 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.123	2.918	7,0%
Embalse	6.628	5.665	17,0%
Gas	4	15	-75,9%
GNL	6.103	5.594	9,1%
Carbón	1.010	548	84,2%
Diesel	74	220	-66,4%
Eólico	136	154	-11,5%
Total	17.077	15.115	13,0%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 11: Generación Endesa, trimestral (GWh)

	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	822	688	594	15,9%	-16,3%
Embalse	1.373	1.315	967	36,0%	-4,2%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	1.659	1.713	1.570	9,1%	3,3%
Carbón	272	302	235	28,4%	11,2%
Diesel	26	14	68	-78,7%	-44,1%
Eólico	35	36	34	6,5%	2,5%
Total	4.187	4.069	3.468	17,3%	-2,8%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

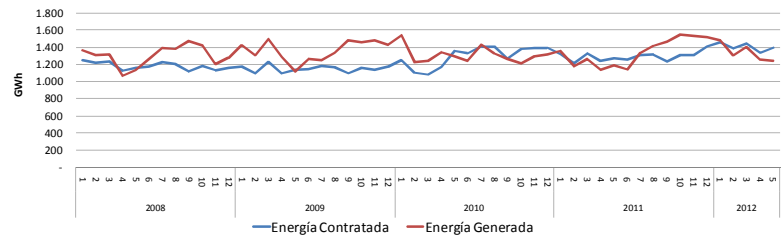
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante mayo de 2011 fue de 1.245 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.396 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot por su carácter de deficitario.

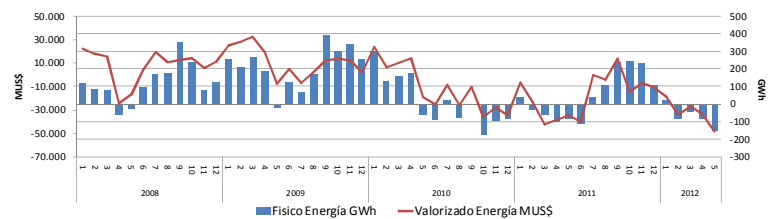
En la Figura 21 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

Figura 21: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 22: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de mayo de 2012 las transferencias de energía de Endesa ascienden a -151,2 GWh, las que son valorizadas en -48,3 MMUS\$. En la Figura 22 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.¹

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

GENER

Analizando por fuente de generación, la producción en base a centrales de pasada muestra una baja de -8,4% respecto a mayo, con un aumento de 2,5% en relación a junio del año 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción utilizando centrales a carbón exhibe una baja de -6,1% respecto al mes de mayo, con una disminución de -14,8% en relación a junio de 2011. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan una baja de -75% respecto al mes de mayo.

Se incluye la consolidación de Gener con su filial Eléctrica Santiago, ESSA (Nueva Renca y centrales relacionadas). Este análisis no toma en cuenta que el mes de junio tuvo un día menos que el mes de mayo.

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

Tabla 12: Generación Gener, mensual (GWh)

	May 2012	Jun 2012	Jun 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	72	66	64	-8,4%	2,5%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	164	41	204	-75,0%	-79,9%
Carbón	367	345	405	-6,1%	-14,8%
Diesel	107	28	30	-74,2%	-6,2%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	9	8	8	-9,5%	-5,2%
Total	719	487	710	-32,2%	-31,5%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Jul 2011-Jun 2012	Jul 2010-Jun 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.192	1.235	-3,5%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	15	560	-97,3%
GNL	1.582	1.227	28,9%
Carbón	4.419	4.425	-0,1%
Diesel	504	801	-37,1%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	100	98	1,9%
Total	7.812	8.346	-6,4%

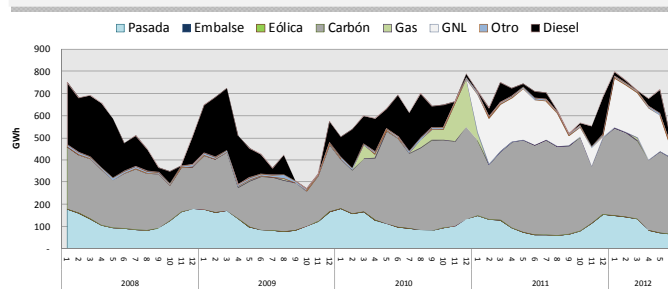
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 14: Generación Gener, trimestral (GWh)

	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	431	222	234	-5,2%	-48,5%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	14	0	0	0,0%	-100,0%
GNL	640	439	634	-30,7%	-31,3%
Carbón	1.131	1.028	1.209	-14,9%	-9,1%
Diesel	32	168	79	113,5%	423,7%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	26	25	26	-1,9%	-4,0%
Total	2.275	1.883	2.181	-13,7%	-17,2%

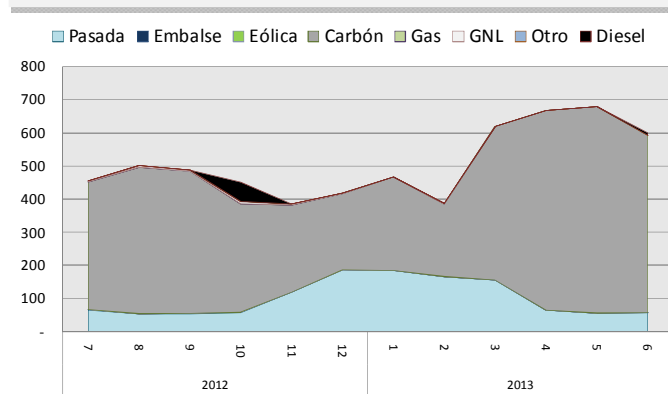
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 23: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 24: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

GENER

Generación Histórica vs Contratos

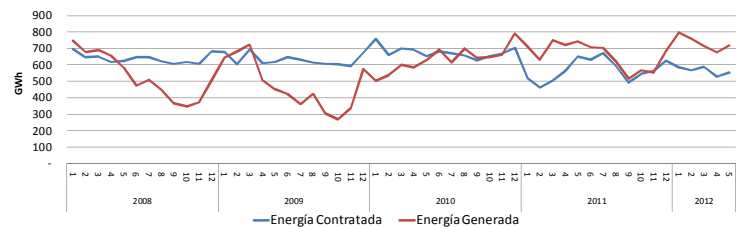
La generación real de energía para Gener durante mayo de 2011 fue de 719 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 555 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot dado su carácter de excedentario.

En la Figura 25 se ilustra el nivel de contratación estimado para Gener junto a la producción real de energía. El análisis de las transferencias incluye a la filial ESSA.

Transferencias de Energía

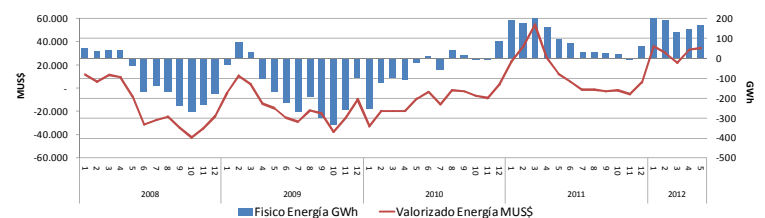
Durante el mes de mayo de 2012 las transferencias de energía de Gener ascienden a 163,7 GWh, las que son valorizadas en 34,7 MUS\$. En la Figura 26 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.²

Figura 25: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 26: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, la producción de las centrales de embalse exhibe un alza de 89% respecto al mes de mayo, con un aumento de 63% en relación a junio de 2011. Las centrales de pasada, por su parte, presentan un alza en su aporte de 106% respecto a mayo, con un aumento de 54% respecto a junio de 2011.

Respecto a la generación térmica, la producción de centrales diesel presenta una baja de -66% respecto a mayo, con una disminución de -59% respecto a junio de 2011. Por su parte, las centrales que utilizan GNL como combustible principal presentan una baja de 100% respecto a mayo.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de junio tuvo un día menos que el mes de mayo.

En la Figura 28 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 15: Generación Colbún, mensual (GWh)

	May 2012	Jun 2012	Jun 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	133	273	177	105,5%	53,8%
Embalse	164	311	191	89,0%	62,5%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	161	0	229	-100,0%	-100,0%
Carbón	189	200	0	5,7%	0,0%
Diesel	404	138	334	-65,9%	-58,8%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.051	921	931	-12,4%	-1,1%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Jul 2011-Jun 2012	Jul 2010-Jun 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.923	2.367	23,5%
Embalse	2.941	2.131	38,0%
Gas	9	91	-89,9%
GNL	1.654	2.468	-33,0%
Carbón	669	0	0,0%
Diesel	2.246	2.777	-19,1%
Eólico	0	0	0,0%
Total	10.443	9.833	6,2%

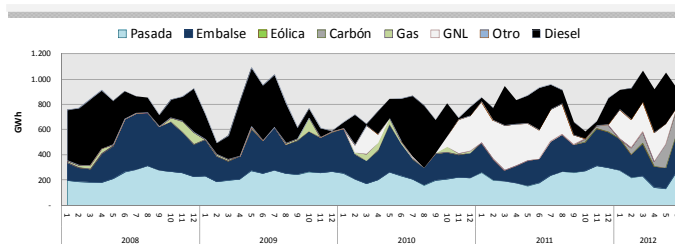
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 17: Generación Colbún, trimestral (GWh)

	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	728	547	506	8,2%	-24,8%
Embalse	698	643	534	20,4%	-8,0%
Gas	0	0	1	-100,0%	0,0%
GNL	690	391	849	-54,0%	-43,4%
Carbón	145	428	0	0,0%	194,4%
Diesel	650	885	746	18,5%	36,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.911	2.893	2.637	9,7%	-0,6%

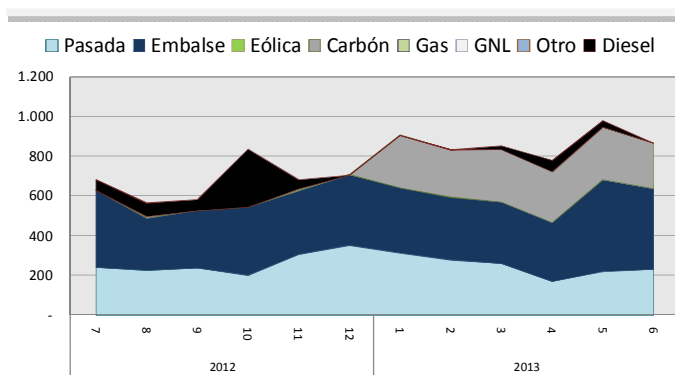
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 27: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 28: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

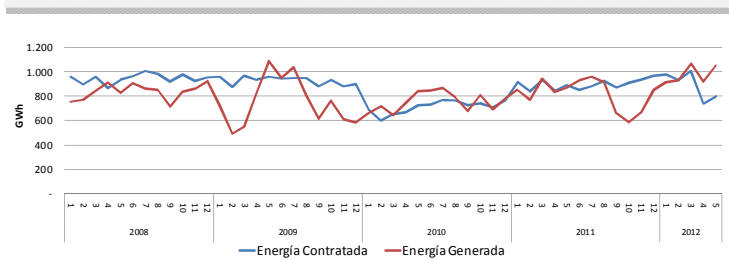
La generación real de energía para Colbún durante mayo de 2011 fue de 1.051 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 800 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot dado su carácter de excedentario.

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

Transferencias de Energía

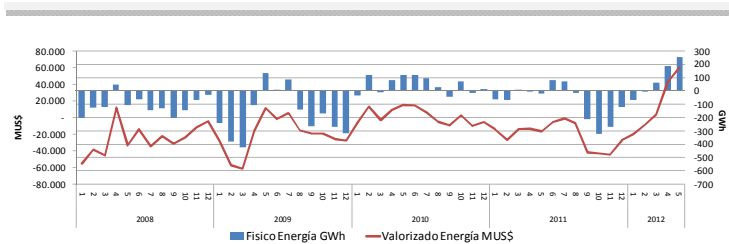
Durante el mes de mayo de 2012, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 250,7 GWh, las que son valorizadas en 59,40 MMUS\$. En la Figura 30 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.³

Figura 29: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 30: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

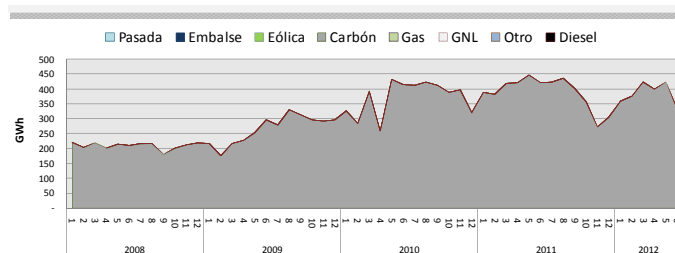
GUACOLDA

Durante el mes de junio, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe una baja de -21,5% respecto al mes de mayo, con una disminución de -21,1% en relación a junio de 2011.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de junio tuvo un día menos que el mes de mayo.

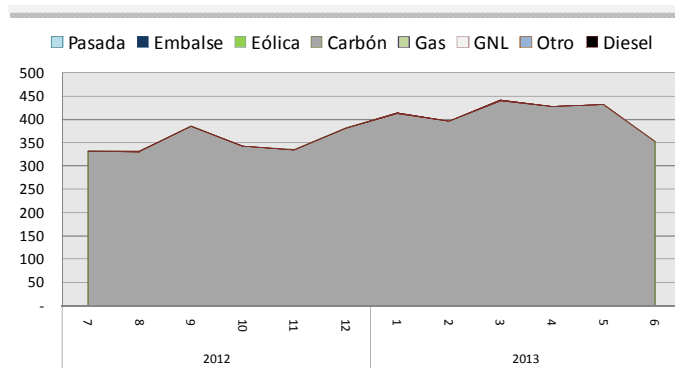
En la Figura 32 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 31: Generación histórica Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 32: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 18: Generación Guacolda, mensual (GWh)

	May 2012	Jun 2012	Jun 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	426	335	424	-21,5%	-21,1%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	426	335	424	-21,5%	-21,1%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

	Jul 2011-Jun 2012	Jul 2010-Jun 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	4.527	4.854	-6,7%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	4.527	4.854	-6,7%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 20: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2	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	1.162	1.161	1.295	-10,4%	-0,1%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.162	1.161	1.295	-10,4%	-0,1%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

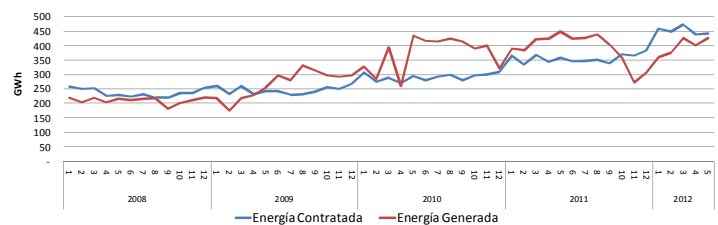
GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Guacolda durante mayo de 2011 fue de 426 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 443 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario.

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

Figura 33: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)

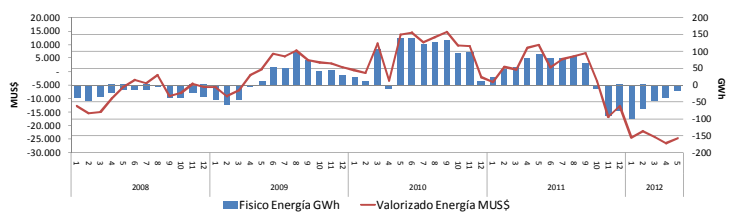


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de mayo de 2012, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a -16,8 GWh, las que son valorizadas en -24,7 MMUS\$. En la Figura 34 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁴

Figura 34: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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.

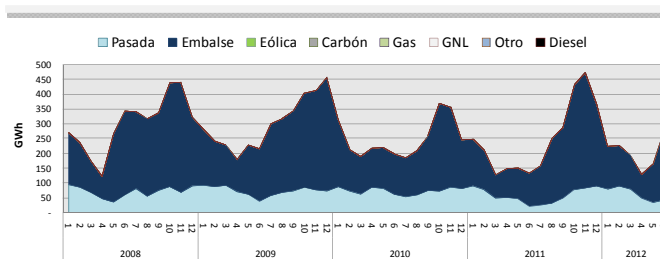
PEHUENCHE

Durante el mes de junio, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un alza de 84% respecto al mes de mayo, con un aumento de 112% en relación a junio de 2011. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra un alza de 24,4% respecto a mayo, con un aumento de 92% en relación a junio de 2011.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de junio tuvo un día menos que el mes de mayo.

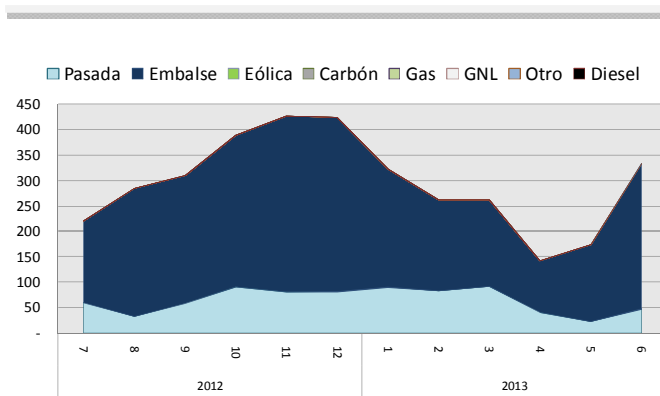
En la Figura 36 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 35: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 36: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 21: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

	May 2012	Jun 2012	Jun 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	35	44	23	24,4%	91,9%
Embalse	129	237	112	84,1%	112,1%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	164	281	135	71,2%	108,7%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

	Jul 2011-Jun 2012	Jul 2010-Jun 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	747	778	-4,0%
Embalse	2.440	1.875	30,2%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	3.187	2.653	20,1%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 23: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	252	130	123	5,4%	-48,3%
Embalse	394	444	313	41,9%	12,5%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	646	574	436	31,6%	-11,2%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

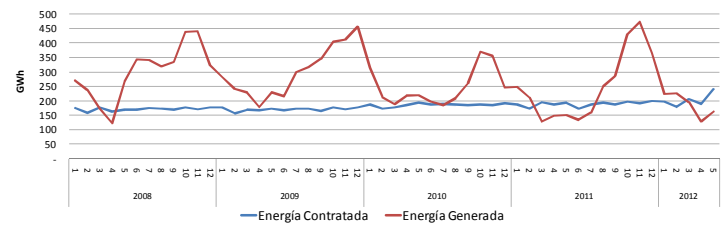
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante mayo de 2012 fue de 164 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 240 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario.

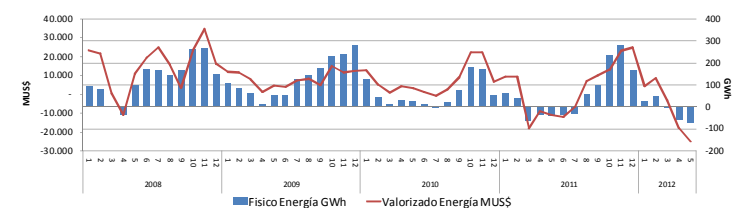
En la Figura 37 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

Figura 37: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 38: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de mayo de 2012 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a -76 GWh, las que son valorizadas en -25,09 MMUS\$. En la Figura 38 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁵

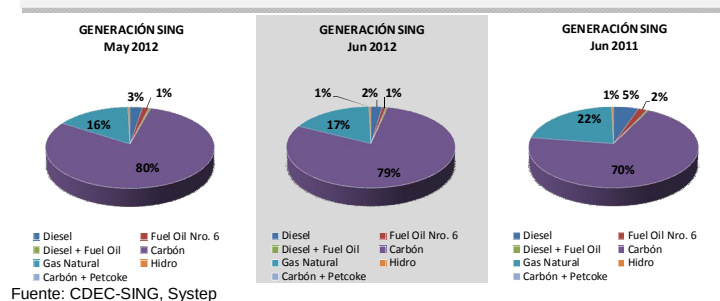
⁵ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

SING
Sistema Interconectado del Norte
Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 39: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de junio de 2012 la generación de energía en el SING disminuyó en un 1,5% respecto a mayo, con un aumento de 3,9% respecto a junio de 2011.

Se observa que la generación diesel disminuyó en un 10,3% con respecto a mayo, mientras que la generación a carbón disminuyó en un 2,5%. La generación con gas natural aumentó en un 9,3% respecto al mes pasado.

El análisis anterior no toma en cuenta que el mes de junio tuvo un día menos que el mes de mayo.

En la Figura 40 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 junio del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 133 US\$/MWh en la barra de Crucero 220.

Figura 40: Generación histórica SING (GWh)

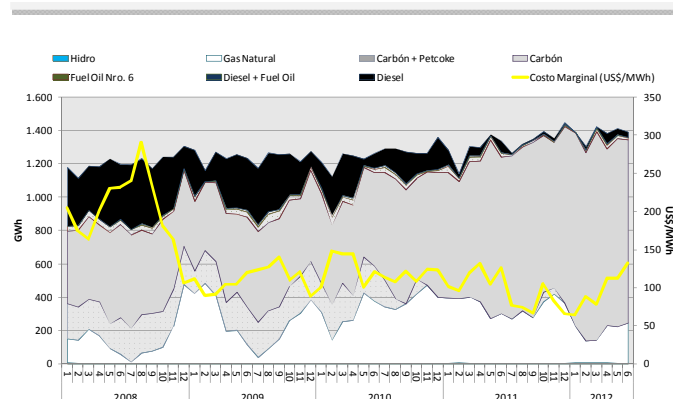


Figura 41: Generación histórica SING (%)

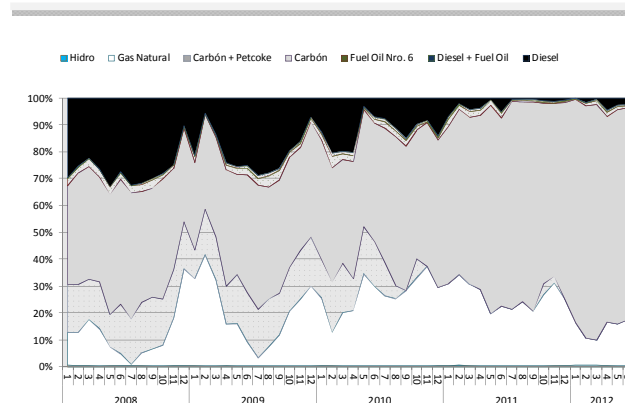
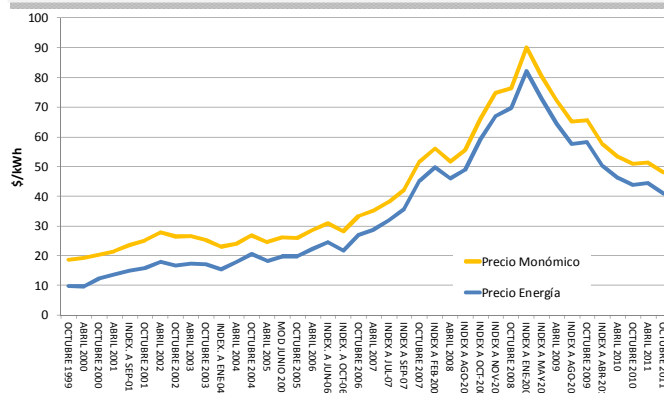
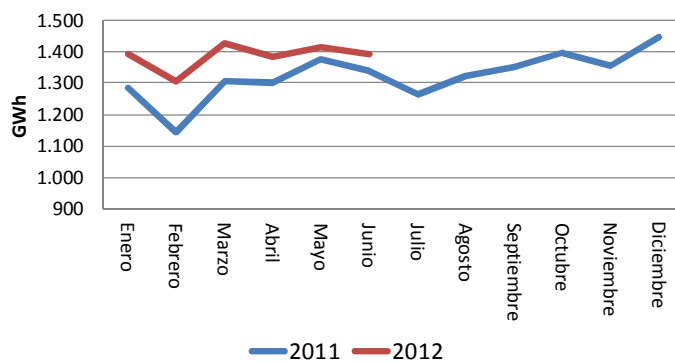


Figura 42: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Syste

Figura 43: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Syste

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

El día sábado 31 de diciembre fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en octubre de 2011, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2011.

Los valores definidos por la autoridad son: 40,887 \$/kWh y 4.451,54 \$/kW/mes para el precio de la energía y el precio de la potencia en la barra Crucero 220, respectivamente, resultando un precio monómico de 47,99 \$/kWh. Este valor representa una disminución de 5,66% respecto a la anterior fijación del precio de nudo, realizada en el mes de abril de 2011.

Generación de Energía

En el mes de junio, la generación real del sistema fue de 1.392 GWh. Esto representa un aumento de 3,9% con respecto al mismo mes del 2011.

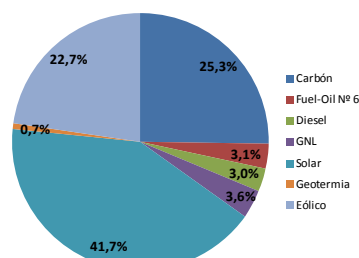
La generación acumulada a junio del año 2012 es de 8.314 GWh, lo que comparado con los 7.752 GWh acumulados al mismo mes del año 2011, representa un aumento de 7,3%.

Tabla 24: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.770	3.500
Fuel-Oil Nº 6	216	302
Diesel	207	340
GNL	250	155
Solar	2.916	10.049
Geotermia	50	180
Eólico	1.592	3.373
TOTAL	7.002	17.899
Aprobado	4.008	9.083
En Calificación	2.994	8.816
TOTAL	7.002	17.899

Fuente: SEIA, Systep

Figura 44: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systep

Tabla 25: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión [MMUS\$]	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDENOR S.A.	750	1500	06-02-2008	Aprobado	Carbón	Base II	
Central Termoelectrónica Cochranie	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	Iberdrola Solar Atacama S.A.	360	2610	27-03-2012	En Calificación	Solar	Base II	
Central Termoelectrónica Pacífico	Rio 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	
Central Illapa	ILLAPA S.A.	250	155	15-03-2012	En Calificación	GNL	Base II	
Parque Eólico Chani	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 Toconipe	EOSOL NEW ENERGY S.A.	192,6	615,9	15-05-2012	En Calificación	Solar	Base II	
Planta Fotovoltaica Encuentro Solar	Energías Renovables Fotonics de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	En Calificación	Solar	Base II	
Planta Fotovoltaica Cruceiro Solar	Energías Renovables Fotonics de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	En Calificación	Solar	Base II	
Proyecto Fotovoltaico Cruceiro Oeste	Helio Atacama Uno SpA	160,4	449	02-04-2012	En Calificación	Solar	Base II	
Proyecto Fotovoltaico Domeyko 2	Helio Atacama Cinco SpA	159,7	447	02-04-2012	En Calificación	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	En Calificación	Solar	Base II	
Proyecto Fotovoltaico Domeyko Este	Helio Atacama Seis SpA	112	314	02-04-2012	En Calificación	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 Barriales	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base I	
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	En Calificación	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 IV Pica	Element Power Chile S.A.	90	288,0	09-11-2010	Aprobado	Solar	Base I	
Central Termoelectrónica Solar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo II	
Proyecto PV Coya	SOLVENTUS 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	En Calificación	Solar	Base II	
Parque Solar Almonte	Andes Mainstream SpA	75	250	29-12-2011	En Calificación	Solar	Base I	
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	En Calificación	Solar	Base II	
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo I	
Central Geotérmica Cerro Pabellón	Geotérmica del Norte S.A.	50	180,0	29-04-2011	Aprobado	Geotermia	Base II	
Planta Solar Fotovoltaica Lagunas	INTERVENTO S.A.	50	150,0	16-04-2012	En Calificación	Solar	Base I	
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Dolina Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Respaldo I	
Proyecto Parque Eólico Minera Galby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo II	
Central Termoelectrónica Parícuta	Termoelectrónica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base XV	
Central Capricornio	EDENOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base II	
La Tirana Solar	Solar Chile S.A.	30,24	90	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 Salmar de Huasco	Element Power Chile S.A.	30	96	29-11-2010	Aprobado	Solar	Base I	
Planta Fotovoltaica Lagunas	Element Power Chile S.A.	30	96	22-11-2010	Aprobado	Solar	Base I	
Proyecto PV Dos Cruces	SOLVENTUS CHILE SpA	30	82	11-11-2011	Aprobado	Solar	Base XV	
Planta Solar Fotovoltaica Ujina	ACCIONA ENERGIA CHILE S.A.	25	81,57	10-07-2012	En Calificación	Solar	Base II	
Planta Solar Fotovoltaica Arica I	Arica Solar Generación I Limitada	18	70	05-12-2011	Aprobado	Solar	Base XV	
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo II	
Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Pozo Almonte Solar 3 S.A.	16,6	71	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base I	
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 3	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo I	
Unidades de Generación Eléctrica	Pozo Almonte Solar 1 S.A.	9,3	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base I	
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 1	Jon Itaki Segovia De Celaya	9,3	40	01-03-2010	Aprobado	Solar	Base II	
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	CALAMA SOLAR I S.A.	9,3	40	01-09-2009	Aprobado	Solar	Base II	
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	SETEC INC. Ltda.	9	20	17-11-2011	Aprobado	Solar	Base I	
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spencer S.A.	9	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo II	
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza	Compañía Minera Quebrada Blanca	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo I	
Huerta Solar Fotovoltaica	Fotovoltaica Sol del Norte Ltda.	8	31,9	20-06-2011	Aprobado	Solar	Base II	
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo II	
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	7,8	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base I	
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base I	
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo II	

Fuente: SEIA, 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 25 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de julio de 2012, considerando aquellos aprobados o en calificación. Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 7.002 MW (2.994 MW en calificación), con una inversión de 17.899 MMUS\$.

Destaca en este mes el ingreso a evaluación de los proyectos solares El Águila (70 MW; 180 MMUS\$), La Tirana Solar (30,24 MW; 90 MMUS\$), Usya (25 MW; 81,6 MMUS\$) y San Pedro de Atacama IV (30 MW; 105,3 MMUS\$); y del proyecto eólico Calama A (108 MW; 240 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 26). Los indexadores definidos por Edelnor dependen en un 59,4% de la variación del índice de precios del GNL y en un 40,6% de la variación del CPI.

Tabla 26: Precios de Licitación (precios indexados a mayo de 2012)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Jun-12	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	72,05	2012

Precios de combustibles

En la Figura 45 se muestran los precios del gas natural argentino, diesel y carbón, obtenidos del resumen de precios de combustibles publicado por el CDEC-SING, calculados como el promedio de los precios informados por las empresas para sus distintas unidades de generación durante el mes anterior.

Figura 45: Valores informados por las Empresas

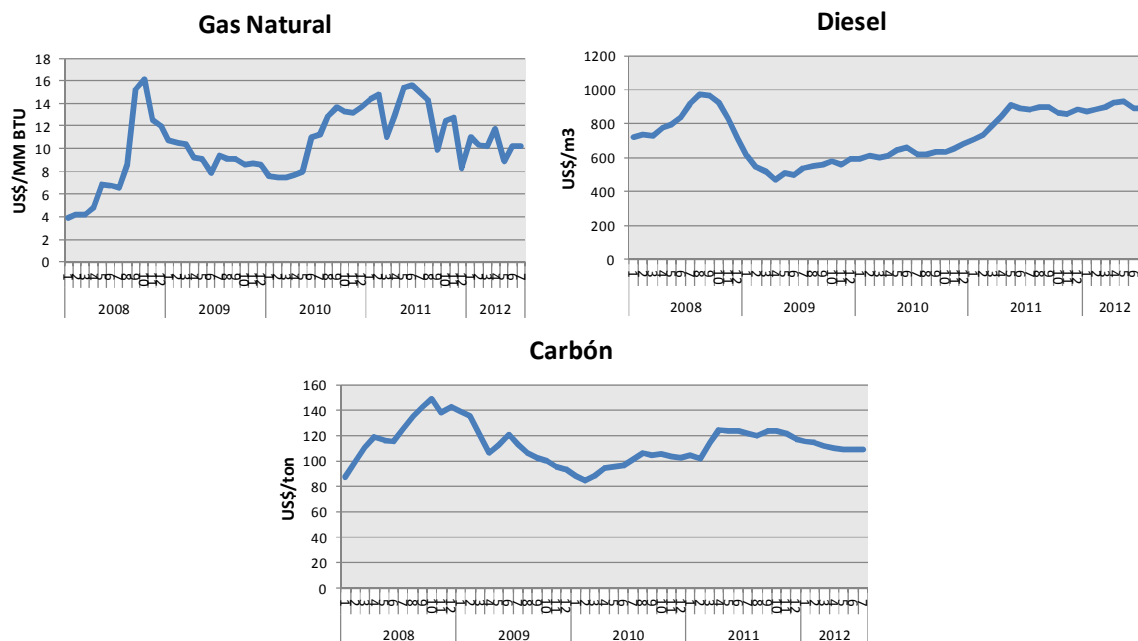


Tabla 27: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

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	-
Agosto	291	127	108	74	-
Septiembre	236	140	122	67	-
Octubre	181	110	109	106	-
Noviembre	164	121	124	83	-
Diciembre	106	89	123	66	-

Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

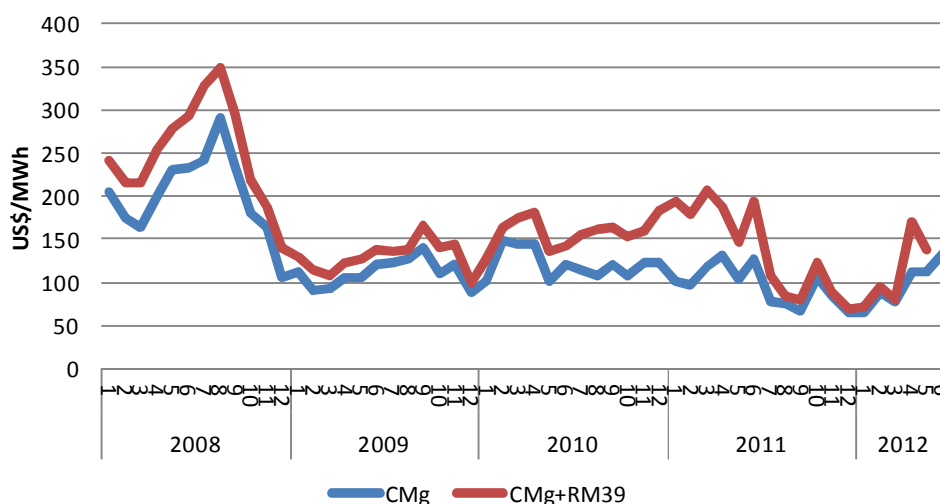
Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 2008 aumentaron los costos marginales significativamente. Posteriormente, esta tendencia se revirtió debido a la baja en el precio del petróleo diesel, no obstante se mantienen valores altos en comparación con años anteriores a la crisis del gas natural. Para el mes de junio, el costo marginal fue de 133 US\$/MWh, lo que representa un aumento de 5,3% respecto al mismo mes del año anterior y un aumento de 18,3% respecto al mes de mayo de 2012.

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

La Figura 46 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 mayo de 2012, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de mayo. 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 mayo, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 25,4 US\$/MWh.

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



Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 3 de julio de 2012 es de 55,820 \$/kWh, que representa una disminución de 7,82% respecto al Precio Medio Base (60,556 \$/kWh) definido en la fijación de octubre de 2011.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

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

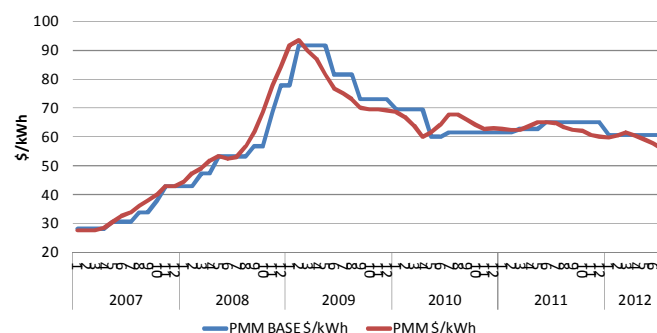
Durante el año 2011 destacó la entrada en operación en abril de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), filial de AES Gener; la entrada en julio de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW), filial de E-CL; la entrada en agosto de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), también filial de E-CL;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

Unidades en Mantención

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

- TG11 (Salta): 208 MW en septiembre
- TG12 (Salta): 208 MW en agosto
- CTM2 (Tocopilla): 175 MW en julio y agosto.
- TG1 (Tocopilla): 25 MW en septiembre.
- TG2 (Tocopilla): 25 MW en julio.
- TG3 (Tocopilla): 38 MW en agosto y septiembre.
- U10 (Tocopilla): 38 MW en julio y agosto.
- U11 (Tocopilla): 38 MW en julio.
- U13 (Tocopilla): 86 MW en julio.
- U15 (Tocopilla): 132 MW en agosto.
- U16 (Tocopilla): 400 MW en julio.
- TV2C (Atacama): 135 MW en septiembre.
- CTH1 (Hornitos): 165 MW en septiembre.
- NTO2 (Norgener): 141 MW en agosto.

Figura 47: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, SysteP

Tabla 28: Futuras centrales generadoras en el SING

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

Fuente: CNE, CDEC-SING

Resumen Empresas

En el mercado eléctrico del SING existen 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 junio de 2012, el actor más importante del mercado es E-CL, con un 64% de la producción total de energía, seguido por AES Gener y Norgener, con un 20% y 7%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que Celta y AES Gener aumentaron su producción en un 53,5% y 14,2%, respectivamente, en relación a mayo de 2012. Por su parte Norgener, GasAtacama y E-CL vieron para el mismo período disminuida su producción en un 34,8%, 7,9% y 2,0%, respectivamente. En la Figura 48 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 49 se presentan las transferencias de energía de las empresas en mayo de 2012. Se observa que los mayores cambios con respecto al mes anterior se dan en E-CL y GasAtacama, los cuales cambiaron su condición de deficitaria a excedentaria.

Figura 48: Energía generada por empresa, mensual

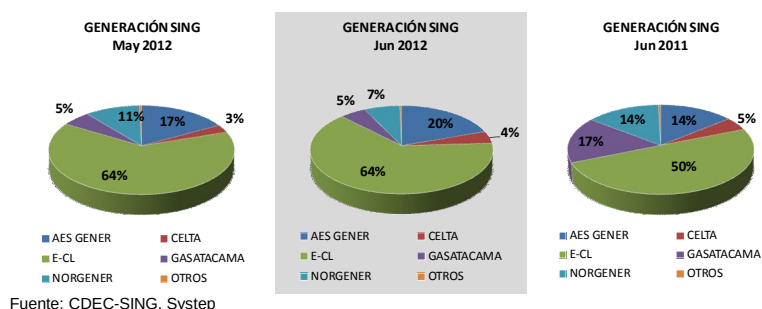
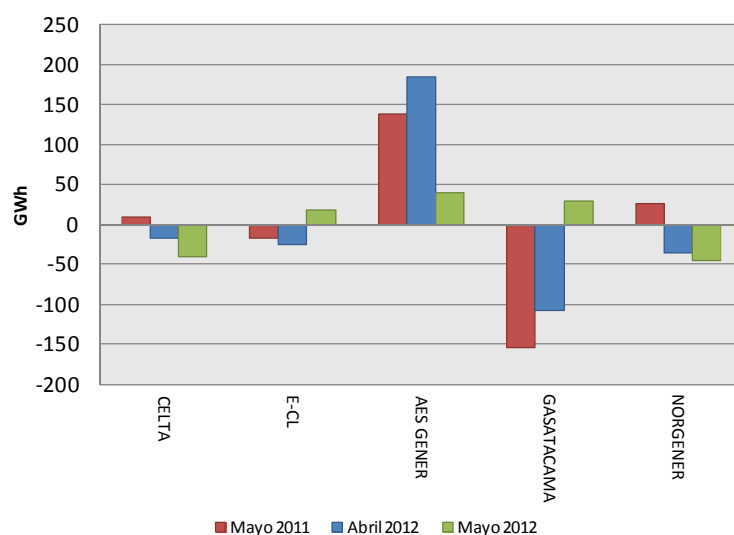


Figura 49: Transferencias de energía por empresa, mensual

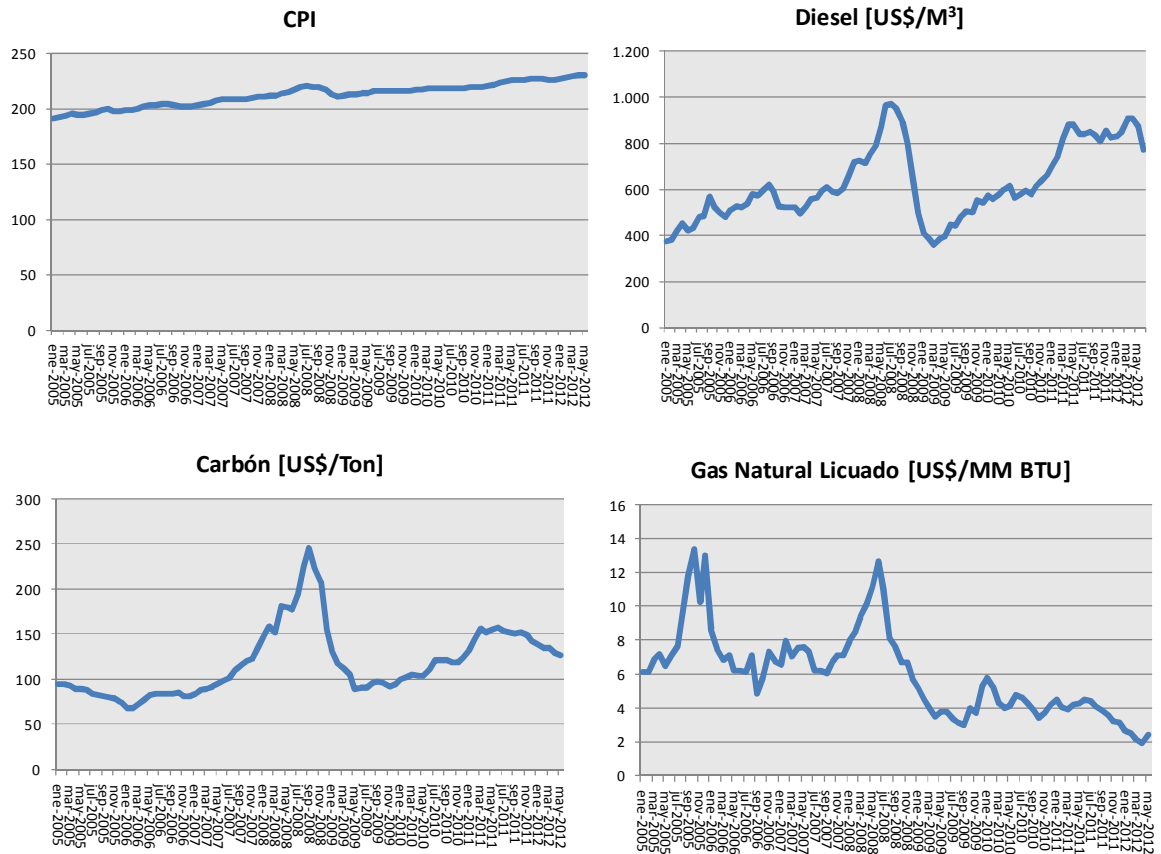


Fuente: Informe Valorización de Transferencias CDEC-SING, Systep. AES Gener incluye transferencias de Central Termoeléctrica Angamos. E-CL incluye transferencias de las Centrales Termoeléctricas Andina y Hornito, así como las transferencias de Electroandina.

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 mayo de 2012

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GW/h/año	Adjudicado	Indexado Jun-12 Barra Suministro	Indexado Jun-12 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	85,6	84,9	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	85,1	84,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	85,4	85,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	89,3	89,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	89,8	89,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	90,3	90,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	91,4	91,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	91,9	91,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	92,4	92,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	92,7	92,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	93,1	93,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	98,7	98,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	98,9	98,9	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	110,0	110,0	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	97,9	97,9	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	72,5	71,0	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	109,4	102,2	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	100,9	98,2	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	101,0	98,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	86,4	85,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	130,5	121,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,5	121,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,5	121,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,5	121,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,5	121,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,5	121,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,5	121,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,5	121,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,5	121,9	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	82,5	84,8	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	84,0	86,4	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	64,4	63,0	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	64,0	62,7	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	63,6	62,3	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	102,9	96,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	102,9	96,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	105,0	98,0	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	108,2	101,0	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	112,4	105,0	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	58,6	57,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	66,0	65,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	107,1	100,1	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	57,9	57,4	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	58,2	57,7	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	58,2	58,2	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	57,2	57,2	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	107,4	107,4	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	63,4	63,4	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	53,6	55,1	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	54,1	53,0	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	54,1	53,0	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	102,9	96,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	104,0	97,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	104,5	97,6	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	106,6	99,6	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	110,3	103,0	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	79,6	78,9	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	116,1	108,4	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	97,5	91,0	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	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 junio, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un 68% respecto al mismo mes del año anterior, de un 78% en comparación al mes de mayo, y de un 17,8% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de 85% respecto al mismo mes del año anterior, de un 94% en comparación al mes de mayo, y de un 24,2% en relación a los últimos 12 meses.

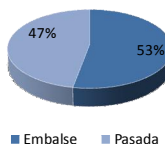
Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de 49% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 60% en comparación al mes de mayo, y de un 11% en relación a los últimos 12 meses.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de junio tuvo un día menos que el mes de mayo.

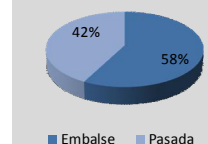
Figura III-I: Análisis Hidro-Generación, mensual (GWh)

	May 2012	Jun 2012	Jun 2011
Embalse	614	1.192	646
Pasada	546	872	587
Total	1.159	2.064	1.232

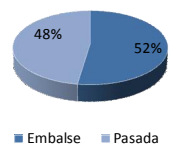
GENERACIÓN HIDRÁULICA
May 2012



GENERACIÓN HIDRÁULICA
Jun 2012



GENERACIÓN HIDRÁULICA
Jun 2011

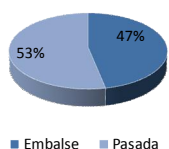


Fuente: CDEC-SIC, Systep

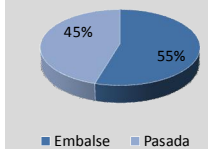
Figura III-II: Análisis Hidro-Generación, trimestral (GWh)

	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2
Embalse	2.466	2.402	1.814
Pasada	2.804	1.997	1.806
Total	5.270	4.399	3.620

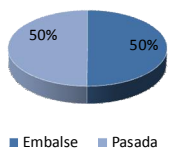
GENERACIÓN HIDRÁULICA
2012 Trim1



GENERACIÓN HIDRÁULICA
2012 Trim2



GENERACIÓN HIDRÁULICA
2011 Trim2

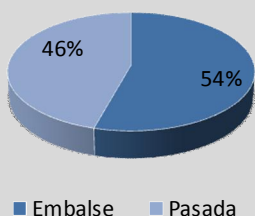


Fuente: CDEC-SIC, Systep

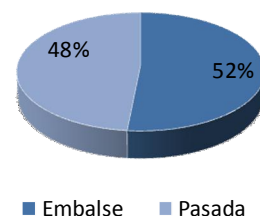
Figura III-III: Análisis Hidro-Generación, últimos 12 meses (GWh)

	Jul 2011-Jun 2012	Jul 2010-Jun 2011
Embalse	12.009	9.671
Pasada	10.088	9.089
Total	22.096	18.760

GENERACIÓN HIDRÁULICA
Jul 2011-Jun 2012

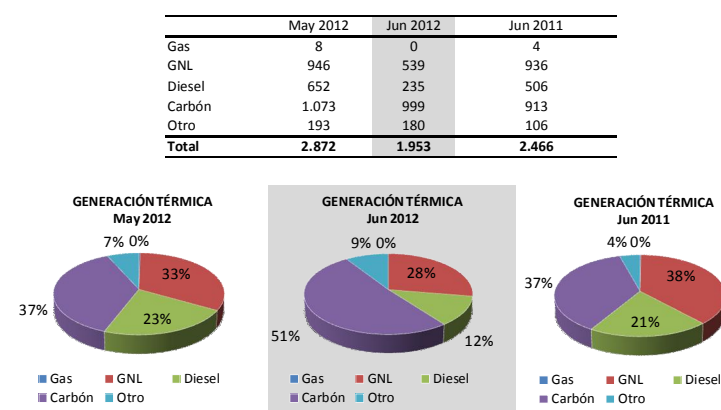


GENERACIÓN HIDRÁULICA
Jul 2010-Jun 2011



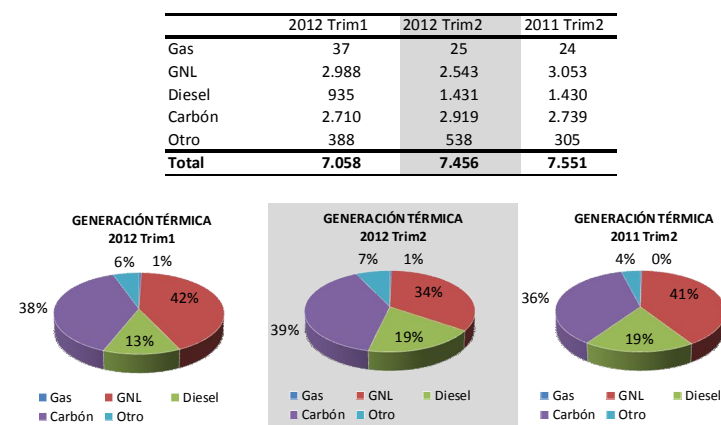
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



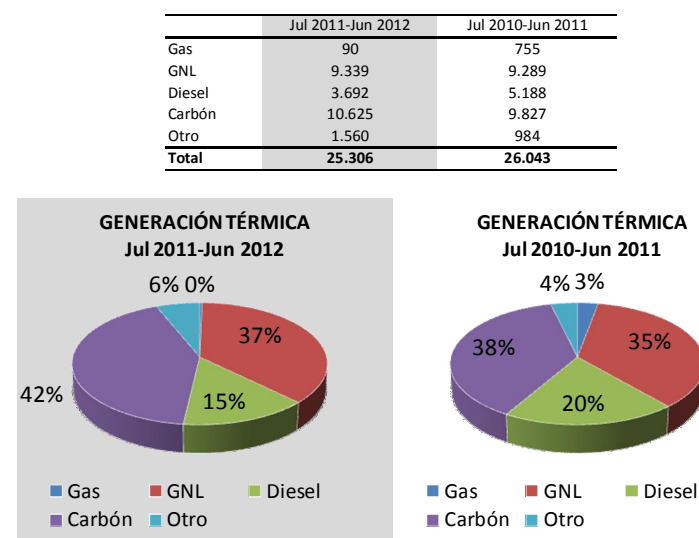
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía durante el mes de junio, muestra una variación de un -20,8% respecto al mismo mes del año anterior, de un -32% en comparación al mes de mayo, y de un -2,8% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas, presenta una variación en su aporte de un -100% respecto al mismo mes del año anterior, de un -100% en comparación al mes de mayo, y de un -88% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de -12,8% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un -10,6% en comparación al mes de mayo.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de -54% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -64% en comparación al mes de mayo, y de un -28,8% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 9,4% respecto al mismo mes del año anterior, de un -6,9% en comparación al mes recién pasado, y de un 8,1% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, el aporte de las centrales que utilizan otro tipo de combustibles térmicos no convencionales, se presentan con una variación de 70% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -6,7% en comparación al mes de mayo, y de un 59% en relación a los últimos 12 meses.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de junio tuvo un día menos que el mes de mayo.

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750,0	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	Aprobado	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
Ampliación Parque Eólico San Pedro	ALBA S.A.	216,0	432,0	11-07-2012	En Calificación	Eólico	Base	X
Central de Pasada Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	210,0	400,0	07-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Cabo Leones II	Iberéolica Cabo Leones II S.A.	204,0	362,9	12-04-2012	En Calificación	Eólico	Base	III
Parque Eólico san Juan de Chañaral de Aceituno	Focus Energy S.A.	186,0	300,0	21-03-2012	En Calificación	Eólico	Base	III
Parque Eólico Cabo Leones	Iberéolica Cabo Leones I S.A.	170,0	356,0	28-09-2011	Aprobado	Eólico	Base	III
Parque Solar Diego de Almagro	Andes Mainstream SpA	162,0	420,0	22-05-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa .	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158,0	347,6	20-05-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155,0	384,0	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152,0	235,0	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Hidroeléctrica Los Cóndores	ENDESA	150,0	180,0	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144,0	202,0	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141,0	62,0	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135,0	285,0	24-03-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132,0	65,0	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A.	130,0	175,0	28-08-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Parque Eólico Ancud	Callis Energía Chile Ltda,	120,0	250,0	30-11-2011	Aprobado	Eólico	Base	X
Parque Eólico Chile	EcoPower SAC	112,0	235,0	04-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Parque Eólico Punta Sierra	PACIFIC HYDRO CHILE S.A.	108,0	250,0	15-06-2012	En Calificación	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108,0	224,0	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106,0	230,0	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Parque Eólico Renaico	Endesa Eco	106,0	240,0	13-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	IX
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104,0	230,0	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	103,5	230,0	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A.	103,5	230,0	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101,2	288,0	08-09-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100,0	45,0	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100,0	120,0	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100,0	45,0	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100,0	235,0	10-06-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96,0	36,0	27-02-2008	Aprobado	Diesel N° 2	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90,0	41,0	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90,0	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76,0	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74,0	150,0	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Llanquihue	Ener-Renova	74,0	165,0	30-11-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
DIA Parque Eolico El Pacifico	Eolic Partners Chile S.A.	72,0	144,0	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72,0	32,0	17-04-2008	Aprobado	Petróleo IFO 180	Base	III
Central Geotérmica Curacautín	GGE CHILE SpA	70,0	330,0	08-03-2012	En Calificación	Geotérmica	Base	VIII
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69,0	82,0	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69,0	168,0	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallenar	66,5	72,0	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil N° 6	Base	III
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66,0	123,0	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Tenoó	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229,0	02-01-2008	Aprobado	Diesel N° 2	Base	VII
Parque Eólico Küref	Te-Eólica S.A.	61,2	150,0	07-07-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60,0	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel N° 6	Base	III
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60,0	27,0	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	58,2	75,0	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Llay-Llay	Servicios Eólicos S.A	56,0	108,0	24-02-2011	Aprobado	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	52,9	75,0	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Pirquenes	SW Business S.A.	50,0	82,0	22-01-2010	Aprobado	Carbón	Base	VIII
PARQUE EOLICO LA CEBADA	PARQUE EOLICO LA CEBADA LIMITADA	48,3	0,0	04-04-2011	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48,0	108,0	17-06-2010	Aprobado	Eólico	Base	IX
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46,0	140,0	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41,0	105,0	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto PV Salvador	SOLVENTUS CHILE Spa	40,0	160,0	11-04-2012	En Calificación	Solar	Base	III
PARQUE EOLICO CUEL KUElEolico	Andes Mainstream SpA	36,8	75,0	21-07-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36,0	70,0	18-06-2008	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	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chiloé S.A.	36,0	100,0	27-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36,0	42,0	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15,0	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50,0	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	31,0	73,0	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Central Hidroeléctrica La Mina	Colbún S.A.	30,0	74,0	13-04-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Planta fotovoltaica Denersol III, 30 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama.	Denersol III SPA	30,0	128,0	14-02-2012	En Calificación	Solar	Base	III
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25,0	10,0	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24,0	47,0	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad: Minicentrales El Salto y El Mocho	Hidroenersur S.A.	23,9	48,0	25-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	37,8	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43,0	11-11-2009	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Aumento de Potencia Central Hidroeléctrica El Paso 60 MW	Hidroeléctrica El Paso Ltda.	21,8	135,0	05-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35,0	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Planta Fotovoltaica Canto del Agua 21 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama	Canto del Agua Spa	21,0	90,0	03-02-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad	ENDESA	20,0	184,0	25-11-2011	En Calificación	Carbón	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua	Electro Austral Generación Limitada	20,0	50,0	25-03-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31,0	24-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque eolico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20,0	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31,0	08-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA EN NORSKE SKOG BIO BIO	Papeles Norske Skog Bio Bio Limitada	20,0	60,0	30-11-2010	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Ampliacion Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20,0	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20,0	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	19,9	50,0	09-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoquén	Hidroangol S.A.	19,2	45,0	02-06-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19,2	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central de Pasada Carilaquén-Malalcahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28,0	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Hornopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18,0	25,0	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Baquedano	Inversiones Baquedano Limitada	17,8	56,3	09-05-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Eléctrica Cenizas	Eléctrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Ucuquer	Energías Ucuquer S.A.	16,2	36,0	23-11-2011	Aprobado	Eólico	Base	VI
Central El Canelo San José .	ENERGIA COYANCO S.A.	16,0	50,0	29-06-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15,0	27,0	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central ERNC Santa Marta	Empresa Consorcio Santa Marta S.A.	14,0	36,0	10-06-2011	Aprobado	Biogás	Base	RM
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14,0	40,2	02-09-2009	Aprobado	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celulosa SA	14,0	12,0	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
Ampliación y Modificación Parque Eólico El Arrayán	Parque Eólico El Arrayán Spa	13,8	278,0	07-12-2011	Aprobado	Eólico	Base	IV
Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Tenoó	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil N° 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso	Hidroaustral S.A.	13,0	20,0	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Providencia	Inversiones Herborn Ltda.	12,7	30,0	14-12-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Conjunto Hidroeléctrico Bonito	HIDROBONITO S.A.	12,0	30,0	13-04-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	X
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10,4	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	0,0	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17,0	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pelohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
Parque Eólico Raki	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	24,0	18-10-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florin	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15,0	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Central Hidroeléctrica Pangui	RP El Torrente Eléctrica S.A	9,0	20,8	26-07-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hidroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica Piruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Generación Eléctrica Minera Florida EXP N° 171/2011	Minera Florida Ltda.	7,5	5,2	25-11-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	RM
Planta Fotovoltaica, 7,5 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama	DENERSOL CHILE II SPA	7,5	32,0	09-02-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Generación Eléctrica de Respaldo para Terminal GNL Quintero	GNL Quintero S.A.	7,2	7,0	07-12-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	V
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bío-Bío Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central de Cogeneración Coelemu	Energía León S.A.	7,0	15,0	03-04-2012	En Calificación	Cogeneración	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
Hidroeléctrica de Pasada Colil	Maderas Tantauco S.A.	6,2	12,5	09-09-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPIL CH-Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Unidades de Generación Eléctrica de Respaldo, División Andina	Codelco División Andina	6,0	3,2	11-11-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	V
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6,2	6,0	01-10-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6,0	15,3	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Colbún S.A.	6,0	12,0	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SIC	VII
Central de Pasada Tacura	Mario García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Mini Central Hidroeléctrica El Canelo	José Pedro Fuentes De la Sotta	5,5	16,5	21-01-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco	Hidroaustral S.A.	5,5	15,0	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Paso La Flor	Empresa Eléctrica La Flor S.A.	5,4	5,4	07-10-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hidroaustral S.A.	5,3	12,0	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Hierros II, Obras de Generación y Transmisión	Besalco Construcciones S.A	5,1	16,0	12-03-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DONGO	HIDROELECTRICA DONGO LIMITADA	5,0	9,0	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southphacific	SouthPacific Korp S.A.	5,0	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELECTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8,0	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Grupos de Generación Eléctrica - TEHMCO S.A.	TEHMCO S.A.	4,5	0,0	01-06-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	RM
Central Hidroeléctrica Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	4,3	9,0	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Río Isla	Electrica Río Isla S.A.	4,2	10,0	10-05-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3,0	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº 2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4,0	10-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Las Mercedes	Casablanca Generación S.A.	3,5	13,5	21-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao	Hidroenersur S.A.	3,2	7,5	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central hidroeléctrica Túnel Melado Obras de Generación y de Transmisión	Besalco Construcciones S.A	3,0	11,3	04-08-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Sistema de Generación de Energía Eléctrica	Sopraval S.A.	1,8	1,5	27-03-2012	En Calificación	Diesel	Base	V

Fuente: SEIA, Systep

Systep Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

Director

hrudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout

Gerente General

smocarquer@systep.cl

Pedro Miquel Durán

Ingeniero Senior

pmiquel@systep.cl

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.

