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

[Volumen 5, número 4]

Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Abril 2012

Contenido

Editorial 2
SIC 7
- Análisis General 8
- Análisis Precio de Licitación 11
- Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo 12
- Estado de los Embalses 13
- Análisis Precios de los Combustibles 14
- Análisis Precios Spot 15
- Análisis Precio Medio de Mercado 16
- RM 88 16
- Análisis Parque Generador 17
- Resumen Empresas 19

SING 30
- Análisis General 31
- Análisis Precio de Licitación 34
- Análisis Precios de los Combustibles 34
- Análisis Precios Spot 35
- Análisis Precio Medio de Mercado 36
- Análisis Parque Generador 36
- Resumen Empresas 37

ANEXOS 38
- Índice Precio de Combustibles
- Precios de Licitación
- Análisis por tecnología de Generación SIC
- Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Noticias

Gobierno adjudica 20 concesiones para energía geotérmica. (El Mercurio, 13/4/12)

Endesa presenta la única oferta por contrato de Campanario con Saesa. (La Tercera, 11/4/12)

Gobierno licitará interconexión del SIC y el SING, y costo podría llegar a US$700 millones. (El Mercurio, 10/4/12)

Disponibilidad de embalses disminuyó en un 13,6% en marzo. (Diario Financiero, 10/4/12)

Gobierno enviará en junio proyecto de carretera eléctrica pública. (La Tercera, 9/4/12)

Chilquinta y Saesa postulan por las nuevas obras de transmisión para el SIC. (Chilquinta Energía, 7/4/12)

Firmas brasileñas y colombianas presentaron mayores ofertas por obras de transmisión. (Diario Financiero, 5/4/12)

En fallo dividido, Corte Suprema aprueba el proyecto Hidroaysén. (Diario Financiero Online, 4/4/12)

Energía solar: centrales en trámite ambiental suman US$4.230 millones. (Pulso, 3/4/12)

Obras de Alto Maipo partirán en tercer trimestre. (El Mercurio, 28/3/12)

Enel Green Power se adjudica otras tres concesiones para exploración geotérmica en Chile. (Emol, 27/3/12)

Saesa fija precio para adjudicar el contrato de Campanario. (La Tercera, 27/3/12)

Gobierno iniciará a fines de mayo licitación de suministro para hogares. (La Tercera, 27/3/12)

Corte Suprema paraliza obras de parque eólico en Chiloé. (Diario Financiero, 26/3/12)

Precio de bonos de carbono baja 80% por crisis europea y sobreoferta de proyectos. (La Tercera, 26/3/12)

Gobierno prepara licitación para bajar precio de energía desde 2015. (La Tercera, 24/3/12)

Chilectra informa baja en cuentas de luz solo por abril hasta 25% por aplicación retroactiva de nuevos precios de energía. (Enersis, 20/3/12)

Editorial

Perspectivas del abastecimiento eléctrico en el SIC

El año 2011 fue complejo para el Sistema Interconectado Central (SIC), que concentra parte importante del consumo de energía del país. Distintos factores, como una sequía prolongada, retraso en la puesta en servicio de centrales y de infraestructura de transmisión, la quiebra de Campanario Generación, entre otros, pusieron en aprietos la operación y seguridad del sistema, generando cuestionamientos de parte de algunos sectores a la estructura y modelo del mercado y planteando la necesidad de ajustes a este.

Pese a que recién se va a cumplir el cuarto mes del año 2012, lo ocurrido hasta ahora, junto con las previsiones de organismos competentes, indican que es cada vez más probable que en el mercado eléctrico se vuelvan a ver altos niveles de precios, similares a los del año anterior. En este sentido, resulta clave la condición hidrológica en la zona centro-sur del país, donde se encuentra la totalidad de los embalses destinados a generación de energía, cuyo aporte resulta clave para reducir el costo marginal del sistema. En nuestra editorial de febrero revisamos las implicancias que podría tener el que se mantenga una condición de sequía en el SIC, lo que sin embargo hasta ahora es incierto. Esta incertidumbre se mantendrá hasta que comience la época de lluvias, típicamente entre los meses de mayo y junio. A lo anterior se debe sumar un nuevo retraso en el inicio de la operación comercial de las centrales Santa María I (Colbún) y Bocamina II (Endesa), cuya puesta en servicio se esperaba para los meses de abril y junio respectivamente, pero las empresas propietarias informaron que sólo lo harán a partir de junio y agosto, debido a problemas detectados durante las pruebas de puesta en servicio.

¿Qué tan factible es que estos altos niveles de precios se sigan repitiendo en los años venideros? Sería aventurado dar una respuesta categórica, pero es posible analizar las tendencias que se observan en los distintos segmentos del mercado en el corto, mediano y largo plazo. A la fecha, lo único claro es que, al ser el SIC un sistema hidrotérmico, deberemos convivir con años de abundancia y escasez en términos de la generación hidráulica, lo que es una característica de los ciclos hidrológicos de la zona centro-sur.

Alto crecimiento de la demanda

Se estima que en los próximos años la demanda de energía eléctrica va a crecer en forma importante, impulsada principalmente por nuevos proyectos mineros e industriales en la zona centro-norte del SIC. De acuerdo con proyecciones de COCHILCO, el consumo de energía sólo por parte de la minería del cobre aumentará en el SIC en un promedio de 7,4% anual, pasando de 7.854 GWh en 2010 a 16.063 GWh en 2020 (Figura 1).

Por otro lado, la CNE en su Informe Preliminar para la Fijación de Precio de Nudo de abril de 2012, estima que la tasa de crecimiento promedio de la demanda entre los años 2011 y 2022 será de 5,5%, pasando de 43.431 GWh en el 2011 a 78.625 GWh en el 2022 (Figura 2).

Tasas de crecimiento como las anteriores implican enormes exigencias de inversión en generación y transmisión, incluso si se atenúan parcialmente por acciones de eficiencia energética. Es importante mencionar que, si efectivamente en el SIC se mantiene una tasa promedio de crecimiento del 5,5% anual, la demanda de este sistema se duplicará en 13 años. Si se quiere mantener un margen de reserva de generación adecuado, lo lógico sería esperar que en el mismo plazo la generación siga la misma tendencia. Sin embargo, hasta ahora los grandes proyectos que estaban destinados a cubrir parte importante de este crecimiento se han visto retrasados por la presentación de recursos

judiciales en su contra. Los casos emblemáticos corresponden a HidroAysén (2.750 MW) y Castilla (2.100 MW).

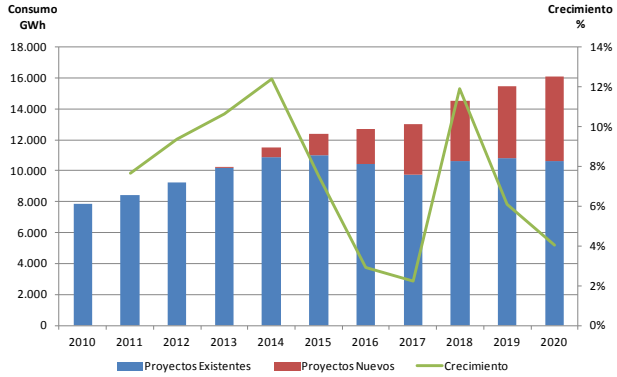


Figura 1: Consumo de energía de la gran minería del cobre en el SIC (Fuente: COCHILCO)

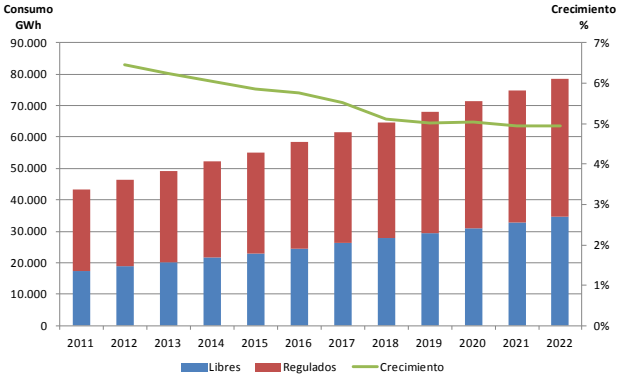


Figura 2: Consumo de energía en el SIC (Fuente: CNE)

Judicialización de las inversiones en generación

En el caso de HidroAysén, a comienzos del presente mes la Corte Suprema rechazó los recursos de protección que se habían interpuesto en contra del proyecto, lo que al menos hasta ahora otorgaría luz verde a la construcción de las represas. Sin embargo, opositores al proyecto han asegurado que buscarán vías alternativas para evitar la construcción del proyecto, por lo que se vislumbra aún un largo camino por recorrer, considerando además que resta la tramitación ambiental de la línea de transmisión que permita inyectar la energía generada en el centro de carga del SIC.

Por otra parte, la Corte de Apelaciones de Antofagasta acogió en marzo de este año un recurso de protección presentado por opositores al proyecto Castilla de MPX, en el que se declara ilegal la resolución de la Secretaría Regional Ministerial de Salud que calificó a Castilla como industria de carácter "molesto" . Si este fallo es confirmado en la Corte Suprema, instancia a la que acudió MPX, implicará paralizar definitivamente el desarrollo de esta iniciativa, toda vez que en el intertanto el Consejo Municipal de Copiapó cambió el uso de suelo en el área donde se instalaría la central, permitiendo ahora únicamente proyectos que sean calificados como “inofensivos”. Por ende, si la Corte Suprema obliga a MPX a realizar nuevamente el proceso de calificación ambiental, ya no será posible la instalación de Castilla en el lugar en que estaba previsto. Aquí se identifica un conflicto central entre dos regulaciones que no conversan entre ellas, donde, existiendo un proceso nacional de evaluación de impacto ambiental de proyectos, interviene además un poder político local tomando decisiones ambientales. Entran en conflicto la Ordenanza General de Urbanismo y Construcción (Titulo 4° capitulo 14) con el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

Estos son sólo ejemplos de problemas judiciales que han debido enfrentar en el último tiempo los generadores que buscan desarrollar nuevos proyectos en el SIC, sin importar la tecnología que utilicen. Es así como otras centrales como Campiche (carbón), Alto Maipo (hidráulica), o el Parque Eólico Chiloé (eólica), por nombrar algunos, han visto diferida su construcción y/o puesta en servicio por la presentación de recursos judiciales. Resulta preocupante que el rechazo a los proyectos de generación se transforme en algo sistemático, lo que afectaría seriamente cualquier política de desarrollo de la matriz de generación que se quiera implementar.

Lo anterior reviste especial cuidado si se considera que cada proyecto, para que resulte viable desde el punto de vista económico, requiere de condiciones especiales que sólo se dan en lugares específicos del país, no siendo posible instalar una central determinada en un lugar arbitrario. Así, una central a carbón requiere la cercanía de un puerto (o la factibilidad de construir uno en los alrededores) y de agua suficiente para los sistemas de enfriamiento; una central hidráulica requiere de un cauce con el potencial suficiente para la generación de energía; una central eólica requiere de vientos estables que se mantengan entre ciertos umbrales mínimos y máximos; etc. Es de vital importancia entonces lograr una armonía entre las demandas ciudadanas, el crecimiento económico del país, y la preservación de nuestro medio ambiente.

La creación de los Tribunales Ambientales debiese reducir los riesgos asociados a la judicialización de los estudios ambientales de la generación. Estos tribunales contarán con jueces especializados, lo que permitirá acortar los plazos ligados a estos procesos, además de centrar la discusión en el cumplimiento de las normativas vigentes. Del mismo modo, la creación de la Superintendencia del Medio Ambiente permitirá una fiscalización eficaz del cumplimiento tanto de los niveles de emisión como de las medidas de mitigación asociadas a cada proyecto, tarea que hasta ahora se encontraba disgregada en diversos organismos, lo que no siempre permitía mantener una comunicación fluida entre ellos.

Proyección de inversiones en generación

Si se analiza la posible evolución de la capacidad instalada de generación, queda de manifiesto la relevancia de HidroAysén o Castilla para el crecimiento del SIC. Las centrales que entrarán en operación en el corto plazo suman un total de 1.761 MW (Tabla 1), mientras que si se realiza un catastro de las centrales de magnitud relevante que podrían entrar en el mediano y largo plazo (sin considerar las centrales mencionadas), se tiene un total de 7.104 MW (Tabla 2), asumiendo aprobación de los proyectos en calificación ambiental. Existen entonces, sin esas dos centrales, 8.865 MW que se podrían instalar en los próximos años en el SIC, lo que resulta insuficiente para duplicar la capacidad neta actual del sistema, que es levemente superior a los 12.000 MW.

Se puede argumentar que la diferencia se cubriría con centrales de menor capacidad a las mostradas, lo que si bien puede ser factible, requiere del desarrollo de un número importante de proyectos de mediana y pequeña escala. Hay que considerar que se vislumbra que varias de las centrales que se encuentran en la Tabla 2 enfrentarían una oposición similar a la vista para HidroAysén o Castilla, reduciendo aún más el abanico de posibilidades de expansión. A lo anterior se debe agregar el efecto que tiene el factor de planta intrínseco a cada tipo de tecnología, ya que la cantidad de energía que puede aportar una central a carbón, hidráulica o eólica no es la misma, aunque tengan idéntica potencia instalada.

La pregunta es entonces, ¿podemos reemplazar estas megas centrales por otras? Más aún, las centrales que eventualmente las reemplacen, ¿tendrán efectivamente un impacto menor, en el amplio sentido de la palabra, y manteniendo los costos dentro de márgenes razonables?

Tabla 1: Centrales en construcción SIC con fecha de entrada 2012 y 2013 (Fuente: CDEC-SIC)

Central	Tipo	Fecha Estimada	Potencia MW
Energía Pacífico	Biomasa	mayo 2012	16
Laja I	Hidráulica	mayo 2012	34
Rucatayo	Hidráulica	mayo 2012	60
Santa Fe	Biomasa	mayo 2012	60
Viñales	Biomasa	mayo 2012	32
Santa María I	Carbón	julio 2012	343
Bocamina II	Carbón	agosto 2012	342
San Andrés	Hidráulica	septiembre 2012	40
Providencia	Hidráulica	octubre 2012	13
Talinay Oriente	Eólica	noviembre 2012	99
Pulelfu	Hidráulica	diciembre 2012	9
Campiche	Carbón	marzo 2013	242
El Arrayán	Eólica	abril 2013	115
El Paso	Hidráulica	julio 2013	40
Angostura	Hidráulica	diciembre 2013	316
Total			**1.761**

Tabla 2: Centrales SIC mayores a 100 MW en evaluación ambiental (Fuente: SEA), sin considerar Castilla e Hidroaysén

Central	Tipo	Estado	Potencia MW
Energía Minera	Carbón	Aprobado	1.050
Guacolda 5	Carbón	Aprobado	152
Los Robles	Carbón	Aprobado	750
Ancud	Eólico	Aprobado	120
Arauco	Eólico	Aprobado	100
Cabo Leones	Eólico	Aprobado	170
Chiloé	Eólico	Aprobado	112
Lebu Sur	Eólico	Aprobado	108
Punta Palmeras	Eólico	Aprobado	104
Central Combinada ERA	Gas	Aprobado	579
Achibueno	Hidráulica	Aprobado	135
Alto Maipo	Hidráulica	Aprobado	541
Los Cóndores	Hidráulica	Aprobado	150
San Pedro	Hidráulica	Aprobado	144
Punta Alcalde	Carbón	En Calificación	740
Cuervo	Hidráulica	En Calificación	640
Cabo Leones II	Eólico	En Calificación	204
Lebu Segunda Etapa	Eólico	En Calificación	158
Renaico	Eólico	En Calificación	106
San Juan de Chañaral de Aceituno	Eólico	En Calificación	186
Mediterráneo	Hidráulica	En Calificación	210
Neltume	Hidráulica	En Calificación	490
Nido de Águila	Hidráulica	En Calificación	155
Total Aprobado			**4.215**
Total En Calificación			**2.889**
Total			**7.104**

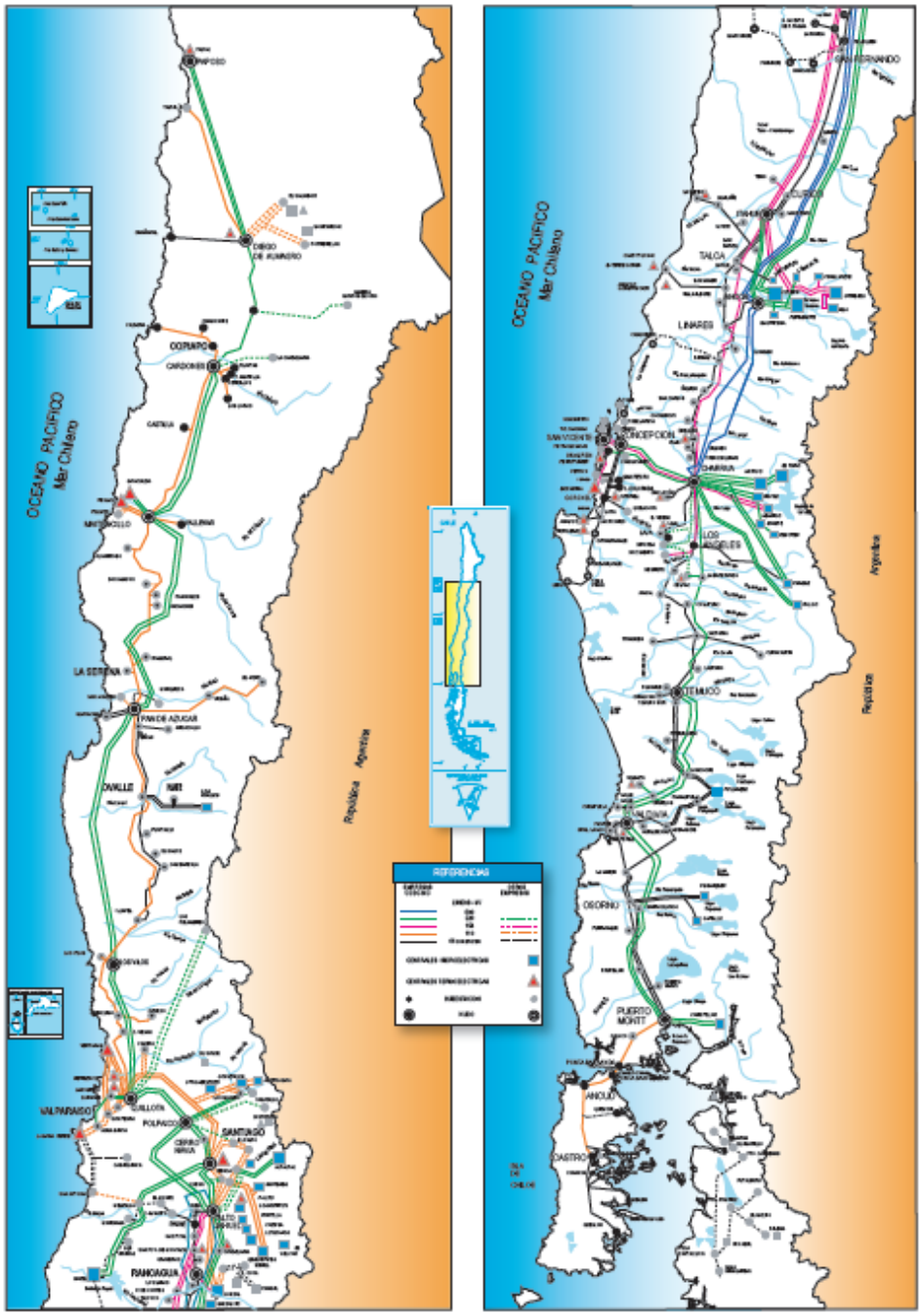
Expansión de la transmisión

En el ámbito de la transmisión, el último Estudio de Transmisión Troncal identifica en forma clara los puntos del SIC que requieren ampliaciones de capacidad. Sin embargo, resultan preocupantes los plazos que se están manejando para el desarrollo de nuevas líneas. Un ejemplo reciente lo constituye el nuevo circuito de la línea de 500 kV entre Ancoa y Alto Jahuel, que actualmente construye Elecnor, y que de acuerdo a los plazos licitados debiera entrar en operación en julio de 2013, pero problemas principalmente con la gestión de las servidumbres necesarias para el paso de la línea han retrasado el proyecto cerca de un año y medio. Otras obras que ya se encuentran en operación, como la línea de 220 kV entre Nogales y Polpaico desarrollada por Transelec, presentaron retrasos similares en su construcción.

En este sentido, si bien se tiene clara la estrategia conceptual con la que a futuro podrían abordarse las expansiones del sistema de transmisión, como son las carreteras eléctricas (longitudinal y transversales) propuestas por la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE) y ratificadas por el gobierno en la Estrategia Nacional de Energía, no sería ilógico pensar que, de mantenerse sin cambios la normativa actual, en la práctica su desarrollo se vea entorpecido en forma importante, con el consiguiente impacto negativo sobre la operación del sistema.

Resulta fundamental entonces buscar mecanismos que permitan agilizar los procesos de construcción de nueva infraestructura de transmisión. En este sentido, serán importantes proyectos de ley como el impulsado por el Ministerio de Energía, que modificaría el esquema actual de tramitación de concesiones y servidumbres, permitiendo por ejemplo iniciar la construcción aún cuando no exista acuerdo en el valor económico que debe ser retribuido al propietario del terreno. Del mismo modo, se pueden explorar nuevas opciones, como estudiar la posibilidad de gestionar las servidumbres necesarias en forma previa a la licitación de las obras de transmisión troncal, despejando así el riesgo de atraso por tramitación de servidumbres por parte de la empresa adjudicada, contando por ende con plazos claramente definidos y sin que los costos por este concepto se terminen elevando más allá de lo presupuestado. Por supuesto que conceptos mas ambiciosos pueden introducirse bajo el marco de las carreteras eléctricas.

SIC
Sistema Interconectado Central



Fuente: CDEC-SIC

Figura 3: Energía mensual generada en el SIC

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de marzo de 2012 la generación de energía en el SIC aumentó en un 10,9% respecto a febrero, con un alza de 11,2% respecto a marzo de 2011. Este análisis no toma en cuenta que el mes de marzo tuvo dos días más que el mes de febrero.

La generación hidroeléctrica presentó un alza de 1,0% respecto de febrero, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 12,2%. Con lo anterior, el 38,1% de la energía consumida en el SIC durante el mes de marzo de 2012 fue abastecida por centrales hidroeléctricas, confirmándose la predominacia térmica que caracterizó la mayor parte del año 2011 y el comienzo de 2012. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol minoritario en la matriz, con un total de energía generada de 171,52 GWh, correspondiente al 3,9% del total (4.415 GWh), no obstante presentó un importante crecimiento de 395% respecto del mes anterior. Esto último se debe fundamentalmente a la entrada en operación del Parque Eólico Punta Colorada.

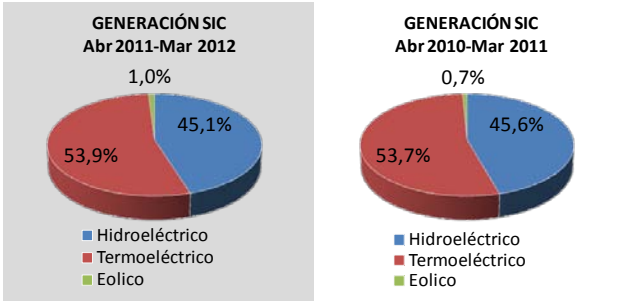
Según fuente de producción, se observa que el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en un 8,0% respecto a febrero, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó una baja de -4,7% en relación al mismo mes.

Por otra parte, la generación a gas natural experimentó un aumento de un 1866,5% aunque con una muy pequeña participación en la generación del mes (0,78%), mientras que la generación diesel presenta un aumento en su producción de 23,4%. La generación a carbón, por su parte, se ve aumentada en un 9,2%, mientras que la generación a GNL presentó un alza de 8,6% respecto al mes anterior.

En la Figura 5 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2008. Se destaca de la Figura 6, que la generación GNL representa para el mes de marzo de 2012 un 23,2% de la matriz de energías del SIC, frente al 8,7% que representa el diesel y el 22,3% del carbón.

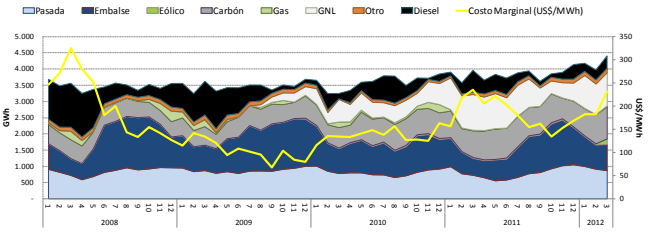
Los costos marginales del SIC durante el mes de marzo llegaron a un valor promedio de 232 US$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 236 US$/MWh de marzo de 2011 representa una baja de -1,7%, mientras que si se compara con el mes pasado se observa un aumento de 27,16%.

Figura 4: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



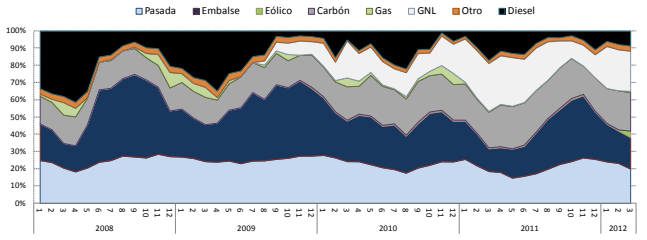
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 5: Generación histórica SIC



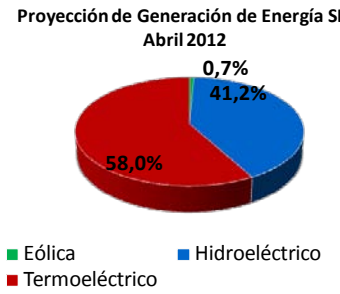
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 6: Generación histórica SIC (%)



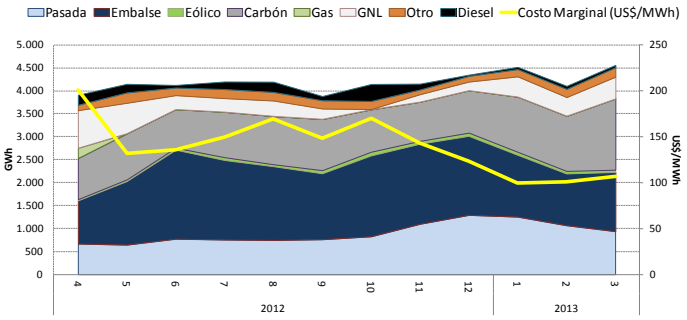
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 7: Proyección de Generación de Energía abril de 2012



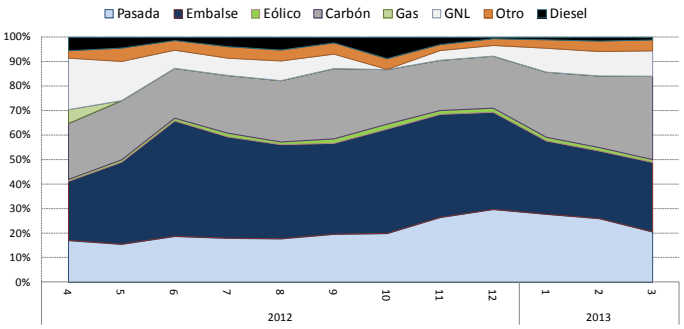
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 8: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 9: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de abril de 2012, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 41,2% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas. Considérese que al menos hasta abril del presente año se mantiene vigente el decreto de racionamiento de febrero de 2011.

La Figura 8 y Figura 9 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal.

Generación de Energía

Para el mes de marzo de 2012, la generación de energía experimentó un alza de 11,2% respecto del mismo mes de 2011, con una incremento de 10,9% respecto febrero. Este análisis no considera que el mes de marzo tuvo dos días más que el mes de febrero.

Respecto a las expectativas para el año 2012, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 49.687 GWh, lo que comparado con los 46.115 GWh del año 2011 representaría un crecimiento anual para el año 2012 del 7,7%.

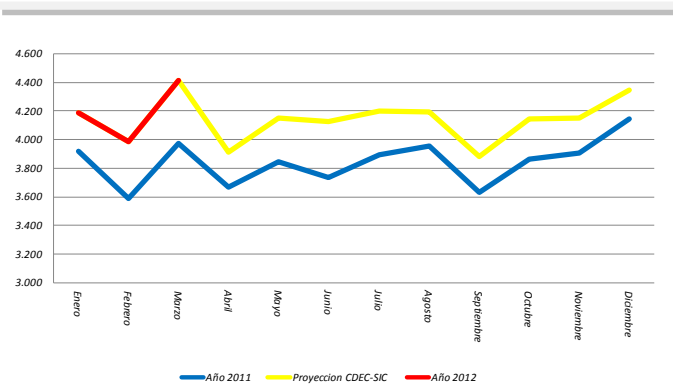
La Figura 11 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

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.

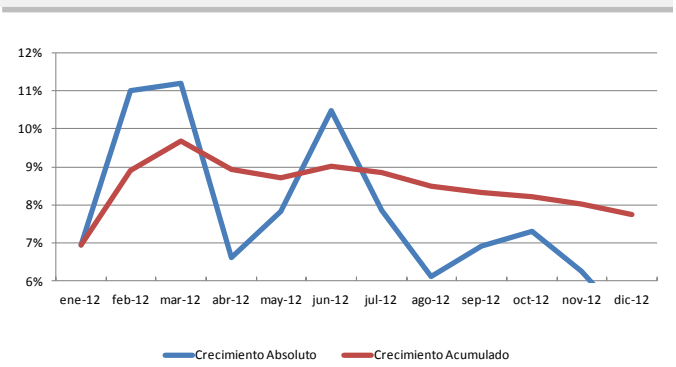
Los valores definidos por la autoridad son: 44,661 $/kWh y 5.915,50 $/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 53,10 $/kWh. Este valor representa una baja de 2% respecto a la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

Figura 10: Generación histórica de energía (GWh)



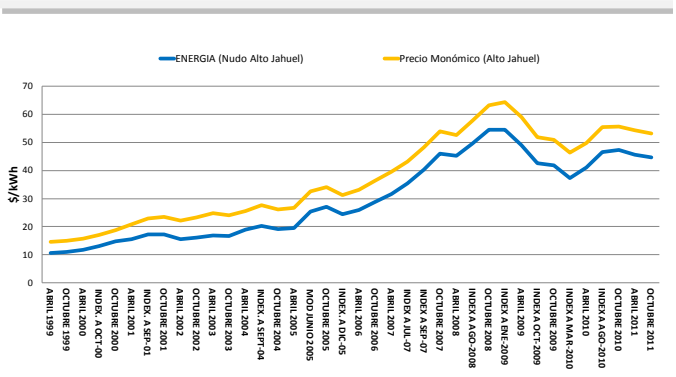
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 11: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 12: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CNE, Systep

Análisis Precios de Licitación

El día 1º de enero del año 2010 marca la entrada en vigencia de los primeros contratos de suministro producto de los procesos de licitación indicados en el artículo 79-1 de la Ley Nº20.018. Estos precios toman el nombre de precios de nudo de largo plazo, y contemplan fórmulas de indexación válidas para todo el período de vigencia del contrato, con un máximo de 15 años.

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

a) Con motivo de las fijaciones de precios.

b) Con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado.

c) Cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente.

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

Cabe recordar que para el período 2010-2011, el precio de los contratos de la tercera licitación se 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. A partir del mes de enero de 2012, 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.

La Tabla 3 muestra los precios resultantes por empresa generadora del los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009. (Mayor detalle en Anexo II). El Precio Medio de Licitación indexado a febrero de 2012 es de 80,86 US$/MWh (referido a la barra Quillota 220), lo que representa una reducción de -0,59% respecto del valor indexado al mes de enero de 2011 (81,34 US$/MWh).

Tabla 3: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a marzo 2012)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	87,1	5.419
Campanario	99,7	1.750
Colbún	86,7	6.782
Endesa	69,6	12.825
Guacolda	81,0	900
EMELDA	159,2	200
EPSA	159,2	75
Monte Redondo	140,5	275
Precio Medio de Licitación		**80,86**

* Precios referidos a Quillota 220

Fuente: CNE, Systep

Precio de Nudo de Largo Plazo

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

En particular, el artículo 157º del Decreto con Fuerza de Ley Nº 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, indica que los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos.

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

De esta forma, se calculan los reajustes de manera que ningún precio promedio por distribuidora referido a un nodo común sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema. Para el cálculo de los reajustes se tomó Quillota 220 como nodo de referencia. La Tabla 4 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 4: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a marzo 2012)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US$/MWh	Precio Medio Reajustado (Barra de Suministro) US$/MWh	Precio Medio Reajustado (Barra de Quillota) US$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	65,61	83,49	71,25	12.000
Chilquinta	87,44	80,24	80,24	2.567
EMEL	88,79	80,24	80,24	2.007
CGE	110,28	85,22	80,24	7.220
SAESA	78,62	79,07	80,24	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 marzo 2012 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 76,42 US$/MWh referido a la barra Quillota 220, lo cual representa una reducción de -0,64% respecto del mes anterior.

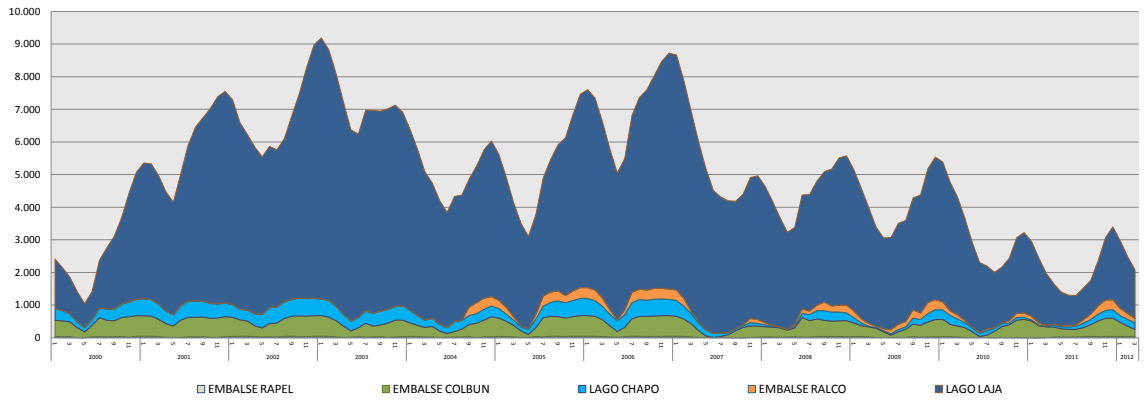
Nivel de los Embalses

La energía almacenada promedio disponible para generación en el mes de marzo de 2012, alcanzó los 2.101 GWh, lo que representa una disminución de -17,6% respecto al mes anterior, y un aumento de 6,3% 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 acumulada al mes de marzo de 2012 fue un -6,4% menor que la acumulada a igual mes del año 2011. En este sentido, se debe notar que lo esmbalses aún se mantienen en niveles bastante bajo lo normal. La anterior situación resulta preocupante considerando que el estado actual se encuentra fuertemente influenciado por la aplicación del decreto de racionamiento (DS26), el cual busca administrar los recursos existentes en los principales reservorios del país.

Nota: a partir de la edición de enero de 2012, la energía embalsada se calcula a través de la metodología que es actualmente publicada por la CNE, para tal efecto. Por lo anterior, los datos mostrados en esta y futuras ediciones no son directamente comparables con Reportes anteriores.

Figura 13: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CNE, Systep

Tabla 5: Comparación energía promedio almacenada mensual para comienzos de mes (GWh)

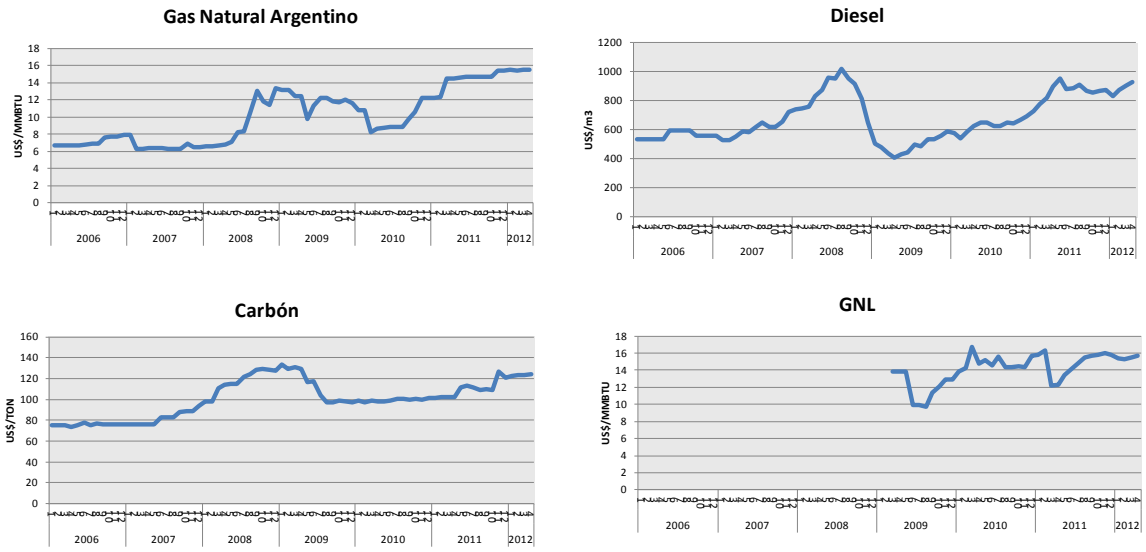
		Feb 2012	Mar 2012	Mar 2011
EMBALSE	**COLBUN**	313	207	323
% de la capacidad máxima		48%	32%	50%
EMBALSE	**RAPEL**	40	42	7
% de la capacidad máxima		78%	83%	14%
LAGUNA	**LA INVERNADA**	64	23	0
% de la capacidad máxima		48%	18%	0%
LAGO	**LAJA**	1.746	1.493	1.595
% de la capacidad máxima		22%	19%	20%
LAGO	**CHAPO**	215	204	21
% de la capacidad máxima		38%	36%	4%
EMBALSE	**RALCO**	174	131	30
% de la capacidad máxima		48%	36%	8%

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 14.

Figura 14: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

El complejo escenario que enfrenta el sistema eléctrico del país, caracterizado principalmente por la sequía que enfrenta la zona centro-sur, el alza en el precio de los combustibles internacionales y la estrechez del sistema, se ha visto reflejado en los precios del mercado spot durante el 2011 y lo que va del 2012.

Los costos marginales del SIC para el mes de marzo de 2012 presentan un aumento de 27,16% respecto a los registrados en el mes de febrero, con una baja de -1,7% respecto a lo observado en marzo de 2011.

En la Tabla 7 y Figura 15 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos.

Tabla 6: 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	
Mayo	252	95	141	221	
Junio	181	108	148	203	
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	

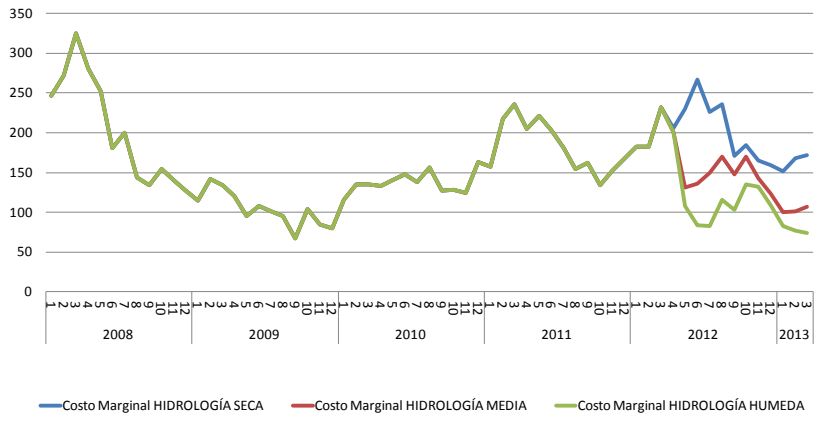
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 7: Costos marginales proyectados próximos 12 meses (US$/MWh)

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2012	4	205,7	201,0	201,0
-	5	230,2	131,6	108,0
-	6	267,1	135,6	83,3
-	7	226,4	149,5	83,1
-	8	235,5	169,7	115,2
-	9	170,9	148,0	102,9
-	10	184,1	170,0	135,4
-	11	164,6	143,2	132,2
-	12	159,5	123,0	108,4
2013	1	151,9	99,9	82,7
-	2	168,2	101,1	77,3
-	3	172,0	106,9	73,8

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

Figura 15: Costo Marginal Quillota 220 (US$/MWh)



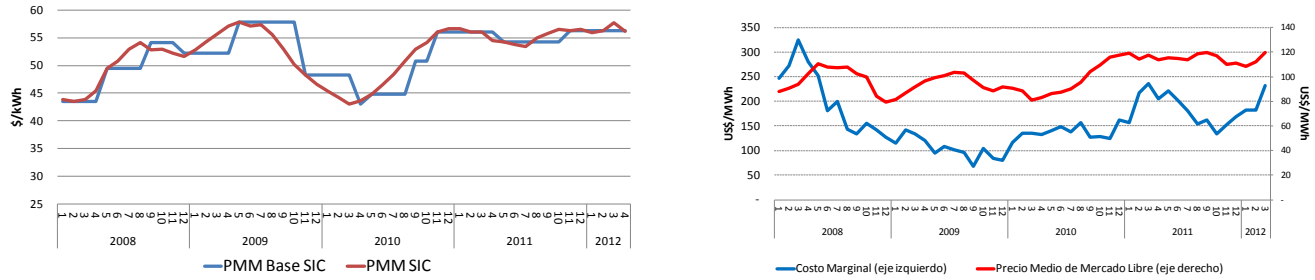
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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 02 de Abril de 2012 es de 56,11 $/kWh, lo que representa una baja de -0,26% respecto al precio definido en la fijación de Octubre 2011 (56,25 $/kWh).

Figura 16: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, Systep

RM 88

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

En el mes de noviembre de 2011 se agotó el saldo total de la cuenta por concepto de la Resolución Ministerial No. 88. Se terminan así los cargos a las tarifas por este concepto.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 8 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para el período comprendido entre abril de 2012 y marzo de 2013.

En total se espera la incorporación de 1.259 MW de potencia. Se destaca este mes los nuevos retrasos en la puesta en marcha de las centrales a carbón Santa María de Colbún y Bocamina II de Endesa de 3 y 2 meses, respectivamente. Destaca también la entrada en operación de la central a carbón Campiche, que se espera para el mes de marzo de 2013.

Unidades en Mantención

El plan anual de mantenimiento programado del CDEC, actualizado al 28 de diciembre de 2011, indica la salida de operación de las siguientes centrales para los próximos 3 meses.

- Ventanas (Nueva Ventanas por 250 MW): 10 días en abril.
- El Toro (U-2 por 112 MW): 6 días en abril.
- Taltal (U-1 por 120 MW): 3 días en abril.
- Bocamina (por 120 MW): 5 días en abril.
- Ralco (U-1 por 380 MW): 12 días en abril.
- Quintero (U-2 por 145 MW): 3 días en abril.
- Ralco (U-2 por 380 MW): 12 días en abril-mayo.
- Ventanas (U-2 por 207 MW): 10 días en abril-mayo.
- Taltal (U-2 por 120 MW): 3 días en abril.
- Rapel (U-4 por 74 MW): 15 días en mayo.
- Quintero (U-1 por 145 MW): 3 días en mayo.
- Nueva Renca (por 370 MW): 30 días en junio.

Tabla 8: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras

Nombre	Propietario		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]
Hidráulicas				
Rucatayo	Pilmaiquén	Pasada	may-12	60
Laja 1	IPR GDF Suez	Pasada	may-12	34
San Andrés	HydroChile	Pasada	sep-12	40
Pulelfu	Capullo	Pasada	dic-12	9
Providencia	Herborn Ltda.	Pasada	oct-12	13
Térmica Tradicional				
Santa María	Colbún	Carbón	jul-12	343
Bocamina 2	Endesa	Carbón	ago-12	342
Campiche	Gener	Carbón	mar-13	270
Otros Térmicos				
Energía Pacífico	EPSA	Bio./Cog.	may-12	17
Viñales	Arauco	Cogeneración	may-12	32
Eólicas				
Talinay Oriente	Vestas		nov-12	99
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				**1.259**

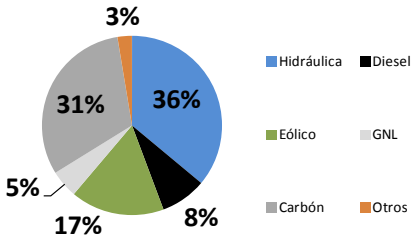
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 9: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)
Hidráulica	6.340	8.985
Diesel	1.446	1.092
Eólico	2.956	6.357
GNL	879	527
Carbón	5.490	10.031
Otros	457	1.288
TOTAL	**17.569**	**28.280**
Aprobado	**14.027**	**21.196**
En Calificación	**3.542**	**7.084**
TOTAL	**17.569**	**28.280**

Fuente: SEIA, Systep

Figura 17: 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 17.569 MW (3.542 MW en calificación), con una inversión de 28.280 MUS$.

Se destaca en éste mes la presentación de los proyectos de generación eólica Cabo Leones II (204 MW) y San Juan de Chañaral de Aceituno (186 MW), así como el proyecto de generación solar fotovoltaica Salvador (40 MW), todos en la III región. También se presentó del proyecto de Central de Cogeneración Coelemu (7 MW) ubicado en la VIII región, y el Sistema de Generación de Enegía Eléctrica de respaldo en base a combustible diésel (1,82 MW) en la V región.

Además, destaca la aprobación de los parque eólicos Cabo Leones (170 MW) y Ancud (120 MW) en la III y X región, respectivamente; además de la aprobación del proyecto Unidades de Generación Eléctrica de Respaldo de la División Andina de Codelco (6 MW), en base a combustible diésel.

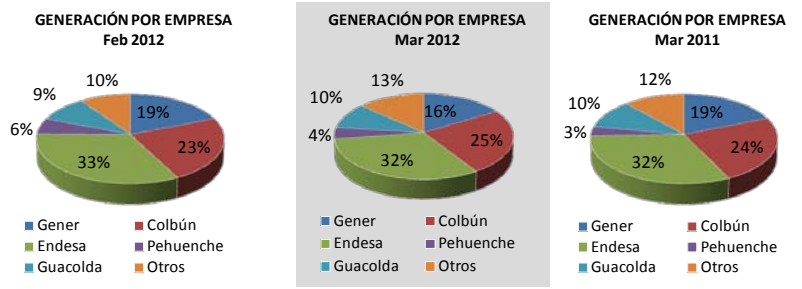
En la Tabla 10 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo IV se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

Tabla 10: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750,0	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
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740,0	1.400,0	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640,0	733,0	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579,0	390,0	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542,0	700,0	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500,0	1.000,0	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490,0	781,0	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316,0	500,0	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270,0	500,0	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240,0	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V

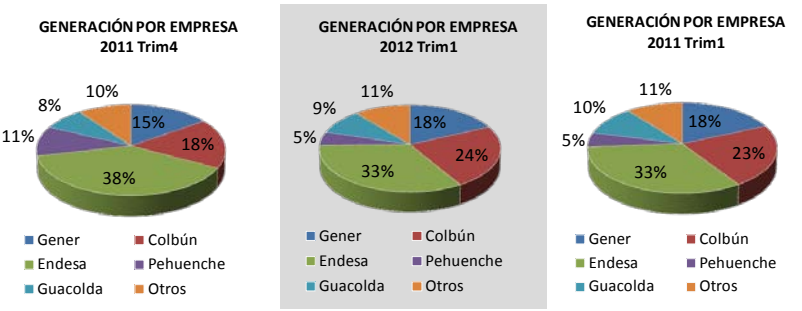
Fuente: SEIA, Systep

Figura 18: Energía generada por empresa, mensual



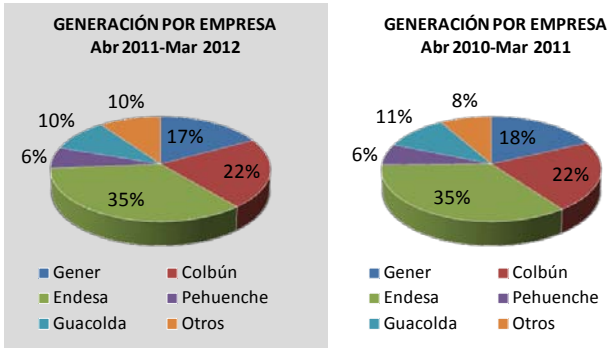
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 19: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 20: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Resumen Empresas

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

Al mes marzo de 2012, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 32% de la producción total de energía, seguido de Colbún (25%), Gener (16%), Guacolda (10%) y Pehuenche (4%).

En un análisis por empresa se observa que Gener y Pehuenche disminuyeron su producción en un -5,3% y -15,1% respecto al mes anterior, respectivamente. Por su parte, Endesa, Colbún y Gualcolda vieron aumentado su aporte en un 7,2%, 17,0% y 13,0%, respectivamente. El análisis anterior no considera que el mes de marzo tuvo dos días más que el mes de febrero.

En las Figura 18 a Figura 20 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 2,3% respecto al mes de febrero, y un aumento de 23,0% en relación a marzo de 2011. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presentan una baja de -4,1% respecto a febrero, con un aumento de 4,5% respecto a marzo de 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción de las centrales de carbón de Endesa presenta una baja de un -0,1% respecto al mes pasado, mientras el aporte de las centrales a GNL presenta un alza de un 15,6% respecto a febrero, con un aumento del 9,2% respecto a marzo de 2011.

El análisis anterior no considera que el mes de marzo tuvo dos días más que el mes de febrero.

En la Figura 22 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 11: Generación Endesa, mensual (GWh)

	Feb 2012	Mar 2012	Mar 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	271	260	249	-4,1%	4,5%
Embalse	424	434	353	2,3%	23,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	508	587	537	15,6%	9,2%
Carbón	88	88	91	-0,1%	-3,3%
Diésel	0	19	19	11109,0%	-2,2%
Eólico	14	11	12	-18,7%	-5,5%
Total	**1.305**	**1.399**	**1.261**	**7,2%**	**10,9%**

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Abr 2011-Mar 2012	Abr 2010-Mar 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.028	3.120	-3,0%
Embalse	6.280	6.198	1,3%
Gas	4	48	-92,6%
GNL	5.961	5.509	8,2%
Carbón	940	313	200,4%
Diesel	127	184	-30,8%
Eolico	134	153	-12,4%
Total	**16.474**	**15.526**	**6,1%**

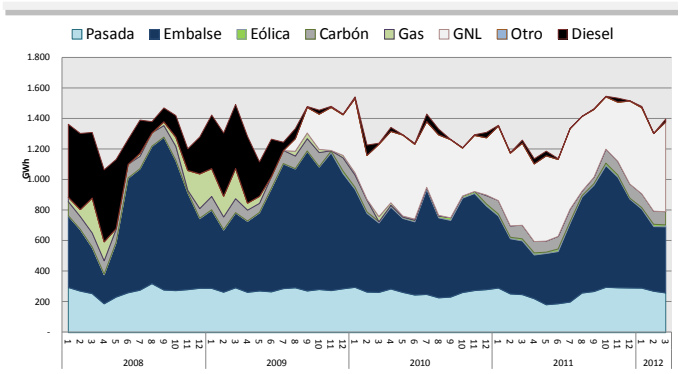
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 13: Generación Endesa, trimestral (GWh)

	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	883	822	794	3,6%	-6,8%
Embalse	2.100	1.374	1.186	15,9%	-34,6%
Gas	4	0	1	-100,0%	-100,0%
GNL	1.272	1.659	1.501	10,5%	30,4%
Carbón	277	268	257	4,4%	-3,1%
Diesel	28	26	27	-5,7%	-8,0%
Eólico	37	35	33	7,2%	-5,6%
Total	**4.601**	**4.185**	**3.799**	**10,2%**	**-9,0%**

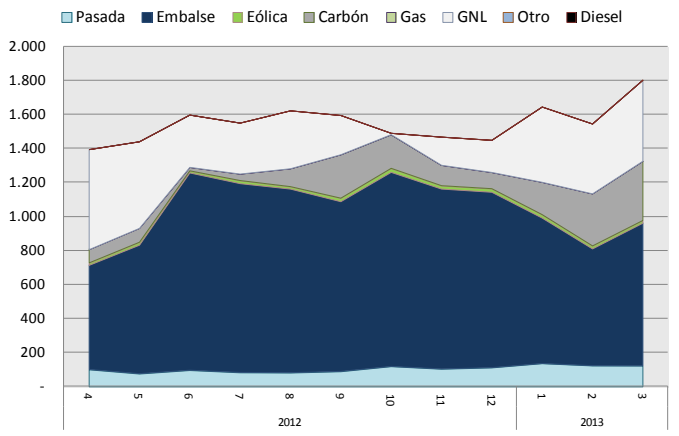
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 21: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 22: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

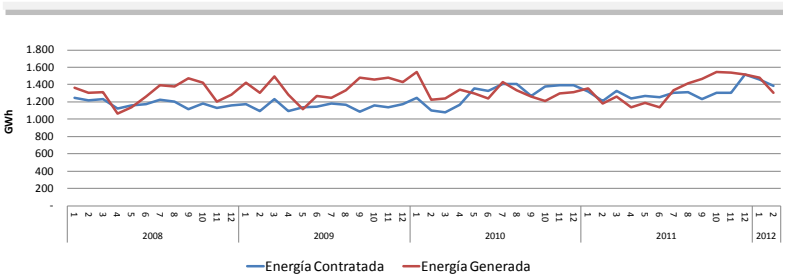
La generación real de energía para Endesa durante febrero de 2011 fue de 1.305 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.386 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot por su carácter de deficitario.

En la Figura 23 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.

Transferencias de Energía

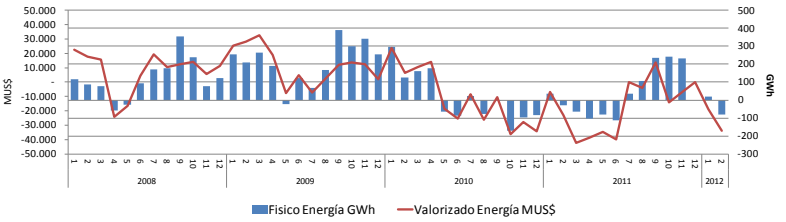
Durante el mes de febrero de 2011 las transferencias de energía de Endesa ascienden a -81,0 GWh, las que son valorizadas en -33,96 MMUS$. En la Figura 24 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[1]

Figura 23: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 24: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENER

Analizando por fuente de generación, la producción en base a centrales de pasada muestra una baja de -6,8% respecto a febrero, con un aumento de 4,0% en relación a marzo del año 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción utilizando centrales a carbón exhibe una baja de -7,2% respecto al mes de febrero, con un aumento de 14,4% en relación a marzo de 2011. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan una baja de -5,7% respecto al mes de febrero.

Se incluye la consolidación de Gener con su filial Eléctrica Santiago, ESSA (Nueva Renca y centrales relacionadas). El análisis anterior no considera que el mes de marzo tuvo dos días más que el mes de febrero.

En la Figura 26 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 14: Generación Gener, mensual (GWh)

	Feb 2012	Mar 2012	Mar 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	145	135	130	-6,8%	4,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	14	0	0,0%	0,0%
GNL	214	201	213	-5,7%	-5,6%
Carbón	382	354	309	-7,2%	14,4%
Diesel	11	3	90	-69,6%	-96,4%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	9	12	9	33,9%	37,1%
Total	**759**	**719**	**751**	**-5,3%**	**-4,3%**

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Abr 2011-Mar 2012	Abr 2010-Mar 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.204	1.343	-10,4%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	15	582	-97,4%
GNL	1.776	594	199,3%
Carbón	4.600	4.315	6,6%
Diesel	415	1.147	-63,8%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	104	99	4,5%
Total	**8.114**	**8.080**	**0,4%**

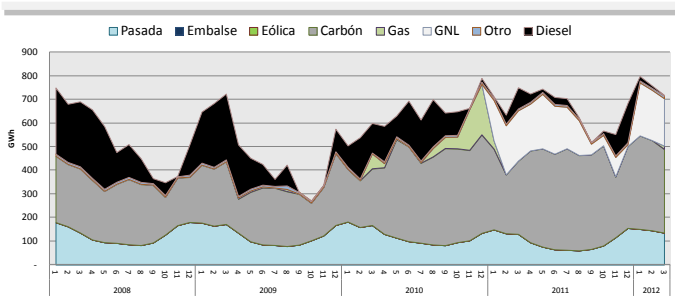
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 16: Generación Gener, trimestral (GWh)

	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	351	431	411	4,8%	22,8%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	1	14	35	-60,1%	960,7%
GNL	134	640	594	7,8%	378,8%
Carbón	1.026	1.131	899	25,8%	10,2%
Diesel	268	33	136	-75,9%	-87,8%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	26	29	25	15,8%	12,9%
Total	**1.806**	**2.278**	**2.100**	**8,5%**	**26,1%**

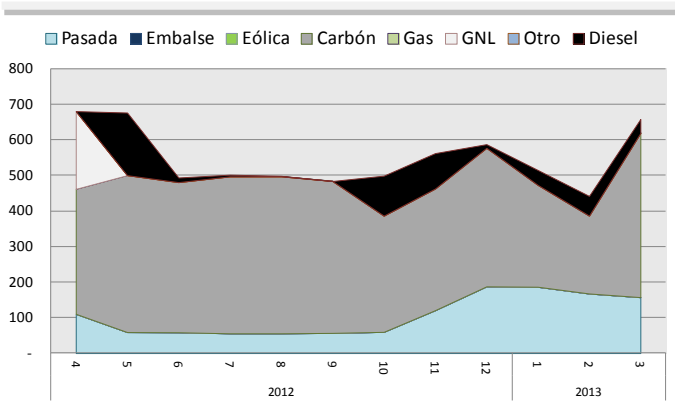
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 25: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 26: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

GENER

Generación Histórica vs Contratos

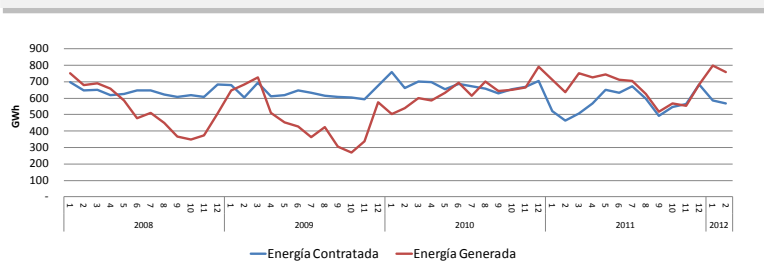
La generación real de energía para Gener durante febrero de 2011 fue de 759 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 569 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot dado su carácter de excedentario.

En la Figura 27 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

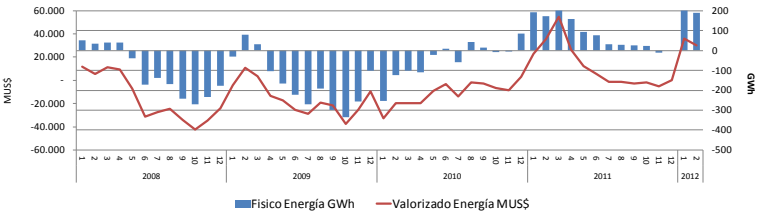
Durante el mes de febrero de 2011 las transferencias de energía de Gener ascienden a 190,4 GWh, las que son valorizadas en 30,02 MUS$. En la Figura 28 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[2]

Figura 27: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 28: 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 40,5% respecto al mes de febrero, con un aumento de 188,0% en relación a marzo de 2011. Las centrales de pasada, por su parte, presentan un alza en su aporte de 5,0% respecto a febrero, con un aumento de 21,6% respecto a marzo de 2011.

Respecto a la generación térmica, la producción de centrales diesel presenta una baja de -1,1% respecto a febrero, con una disminución de -21,8% respecto a marzo de 2011. Por su parte, las centrales que utilizan GNL como combustible principal presentan un alza de 3 GWh respecto a febrero.

El análisis anterior no considera que el mes de marzo tuvo dos días más que el mes de febrero.

En la Figura 30 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 17: Generación Colbún, mensual (GWh)

	Feb 2012	Mar 2012	Mar 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	220	231	190	5,0%	21,6%
Embalse	184	258	90	40,5%	188,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	223	237	353	6,2%	-33,1%
Carbón	54	116	0	113,3%	0,0%
Diesel	248	245	313	-1,1%	-21,8%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	**929**	**1.087**	**947**	**17,0%**	**14,9%**

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Abr 2011-Mar 2012	Abr 2010-Mar 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.882	2.559	12,6%
Embalse	2.829	2.467	14,7%
Gas	11	213	-95,1%
GNL	2.112	1.688	25,1%
Carbón	266	0	0,0%
Diesel	2.106	2.706	-22,2%
Eólico	0	0	0,0%
Total	**10.206**	**9.633**	**6,0%**

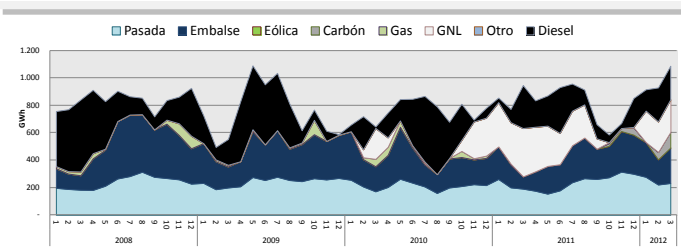
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 19: Generación Colbún, trimestral (GWh)

	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	885	728	650	12,0%	-17,8%
Embalse	811	695	496	40,1%	-14,3%
Gas	9	0	5	-100,0%	-100,0%
GNL	4	690	980	-29,6%	18186,8%
Carbón	95	170	0	0,0%	79,1%
Diesel	302	649	444	46,2%	114,7%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	**2.106**	**2.932**	**2.574**	**13,9%**	**39,2%**

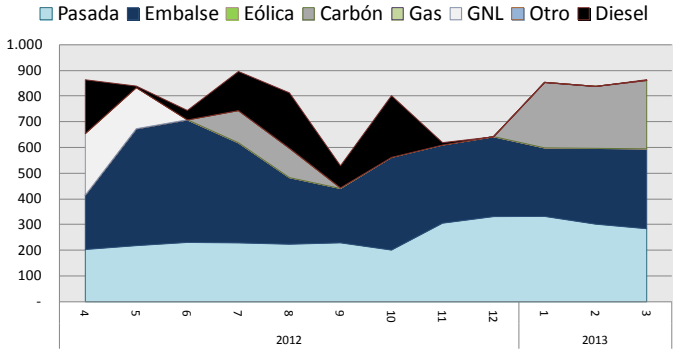
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 29: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 30: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

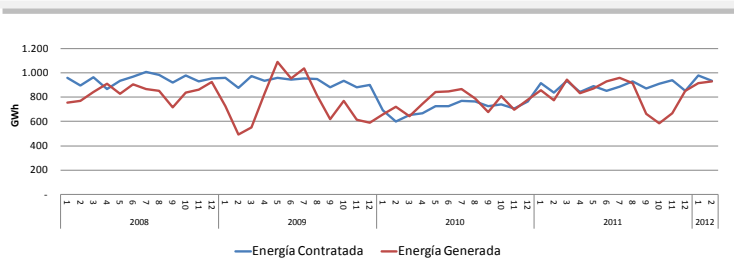
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante febrero de 2011 fue de 929 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 935 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot dado su carácter de deficitario.

En la Figura 31 se ilustra el nivel de contratación estimado para Colbún junto a la producción real de energía.

Figura 31: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

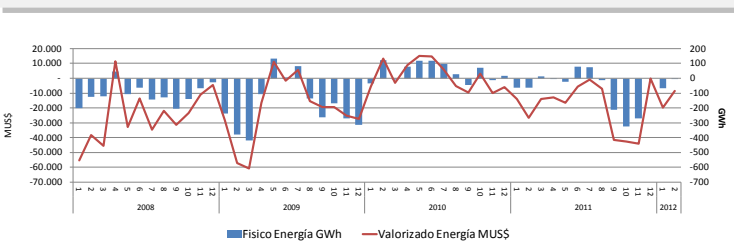


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de febrero de 2011, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -6,3 GWh, las que son valorizadas en -8,61 MMUS$. En la Figura 32 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[3]

Figura 32: 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.

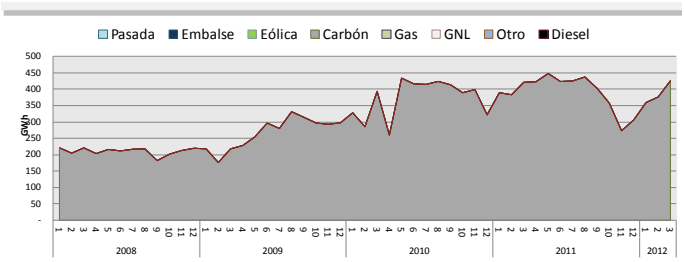
GUACOLDA

Durante el mes de marzo, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe un alza de 13,0% respecto al mes de febrero, con un aumento de 1,1% en relación a marzo de 2011.

El análisis anterior no considera que el mes de marzo tuvo dos días más que el mes de febrero.

En la Figura 34 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 33: Generación histórica Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 20: Generación Guacolda, mensual (GWh)

	Feb 2012	Mar 2012	Mar 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	377	426	421	13,0%	1,1%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	**377**	**426**	**421**	**13,0%**	**1,1%**

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Abr 2011-Mar 2012	Abr 2010-Mar 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	4.661	4.670	-0,2%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	**4.661**	**4.670**	**-0,2%**

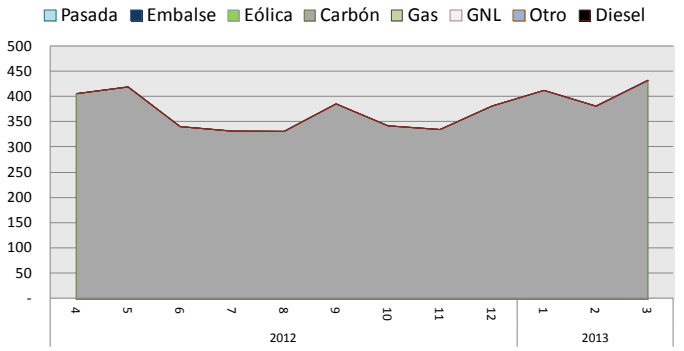
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 22: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1	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	938	1.162	1.194	-2,7%	23,9%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	**938**	**1.162**	**1.194**	**-2,7%**	**23,9%**

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 34: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

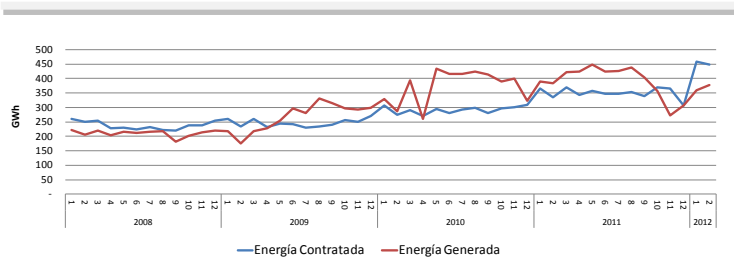
La generación real de energía para Guacolda durante febrero de 2011 fue de 377 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 449 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario.

En la Figura 35 se ilustra el nivel de contratación estimado para Guacolda junto a la producción real de energía.

Transferencias de Energía

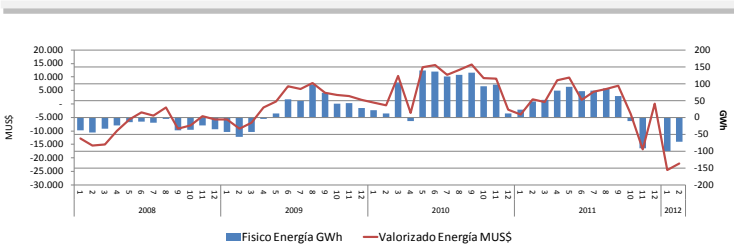
Durante el mes de febrero de 2011, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a -72,0 GWh, las que son valorizadas en -22,09 MMUS$. En la Figura 36 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[4]

Figura 35: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 36: 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.

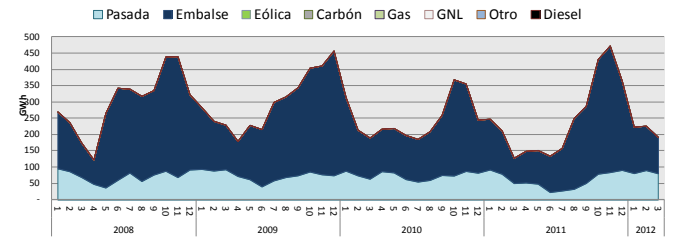
PEHUENCHE

Durante el mes de marzo, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de -18,0% respecto al mes de febrero, con un aumento de 43,9% en relación a marzo de 2011. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra una baja de -10,8% respecto a febrero, con un aumento de 59,7% en relación a marzo de 2011.

El análisis anterior no considera que el mes de marzo tuvo dos días más que el mes de febrero.

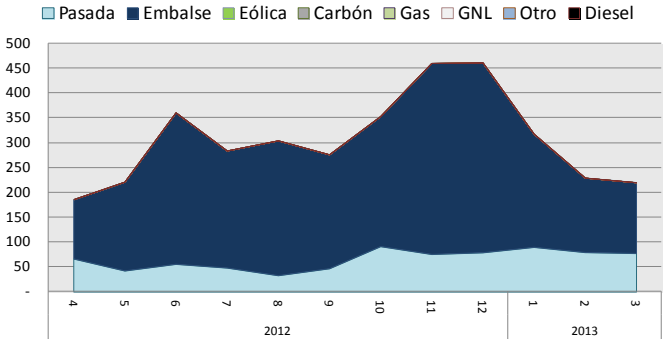
En la Figura 38 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 37: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 38: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 23: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

	Feb 2012	Mar 2012	Mar 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	90	80	50	-10,8%	59,7%
Embalse	137	112	78	-18,0%	43,9%
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	**227**	**193**	**128**	**-15,1%**	**50,1%**

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Abr 2011-Mar 2012	Abr 2010-Mar 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	740	887	-16,6%
Embalse	2.306	1.965	17,4%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	**3.046**	**2.852**	**6,8%**

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 25: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	254	252	221	13,8%	-0,9%
Embalse	1.016	392	367	6,6%	-61,4%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	**1.270**	**643**	**589**	**9,3%**	**-49,3%**

Fuente: CDEC-SIC, Systep

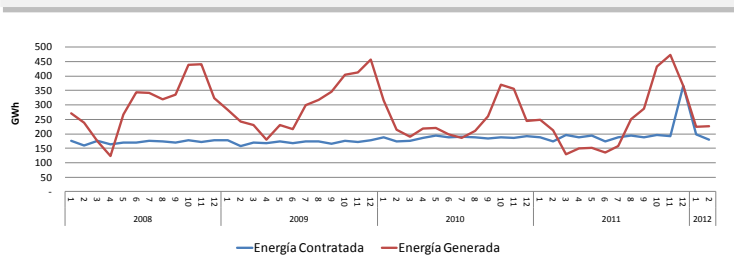
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante febrero de 2011 fue de 227 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 180 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

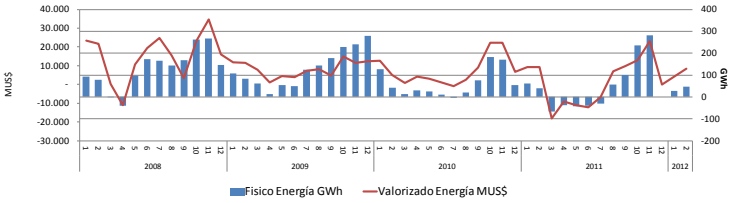
En la Figura 39 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

Figura 39: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 40: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

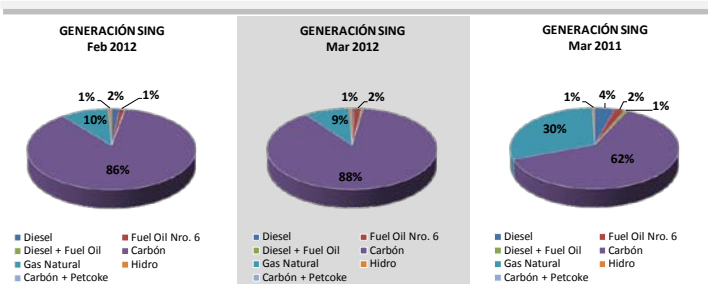
Durante el mes de febrero de 2011 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 47,4 GWh, las que son valorizadas en 8,31 MMUS$. En la Figura 40 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[5]

[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 41: Energía mensual generada en el SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

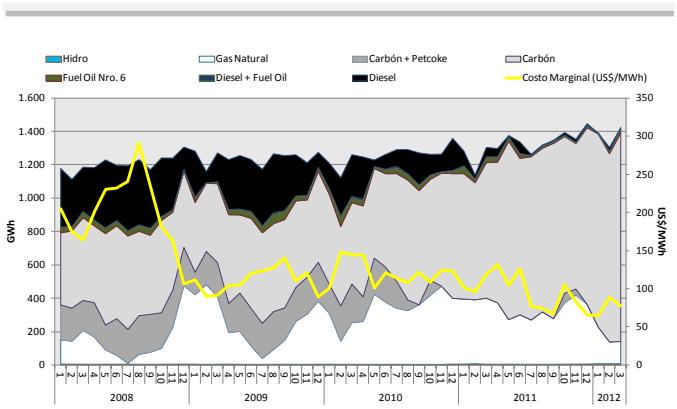
Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de marzo de 2012 la generación de energía en el SING aumentó en un 9,1% respecto a febrero, con un aumento de 9,1% respecto a marzo de 2011.

Se observa que la generación diesel disminuyó en un 71,0% con respecto a febrero, mientras que la generación a carbón aumentó en un 10,7%. La generación con gas natural aumentó en un 2,2% respecto al mes pasado.

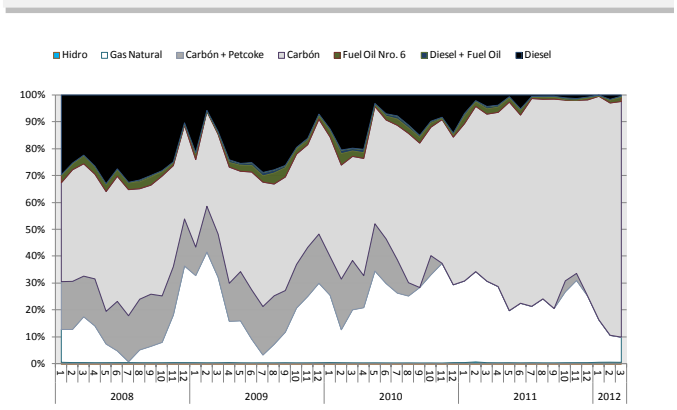
En la Figura 42 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2008. En el pasado, ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US$/MWh. Durante el mes de marzo del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 78 US$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa una disminución de 12,0% respecto al mes anterior.

Figura 42: Generación histórica SING (GWh)



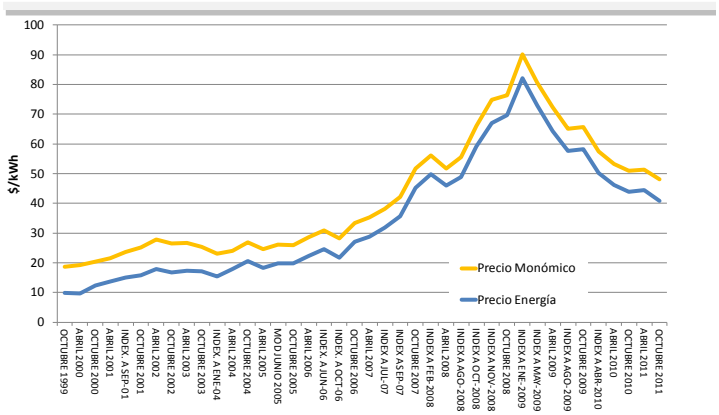
Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 43: Generación histórica SING (%)



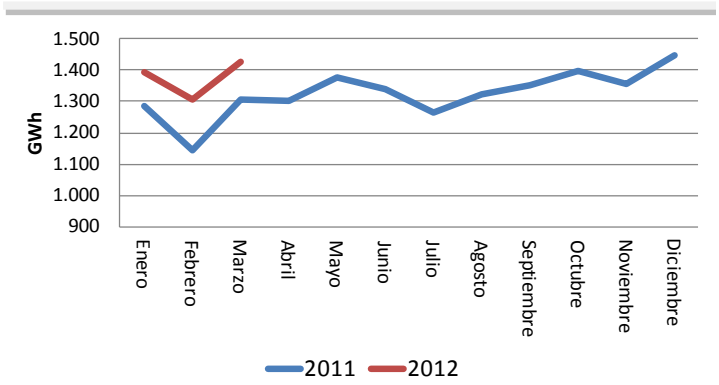
Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 44: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 45: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systep

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 marzo, la generación real del sistema fue de 1.426 GWh. Esto representa un aumento de 9,1% con respecto al mismo mes del 2011.

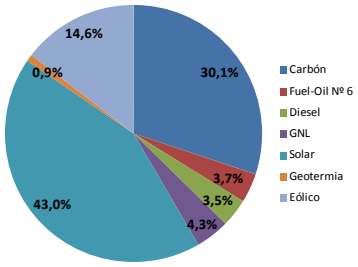
La generación acumulada a marzo del año 2012 es de 4.124 GWh, lo que comparado con los 3.733 GWh acumulados al mismo mes del año 2011, representa un aumento de 10,5%.

Tabla 26: 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	2.523	8.817
Geotermia	50	180
Eólico	857	1.997
TOTAL	5.873	15.291
Aprobado	3.729	8.311
En Calificación	2.144	6.980
TOTAL	5.873	15.291

Fuente: SEIA, Systep

Figura 46: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systep

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

En la Tabla 27 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de marzo de 2012, considerando aquéllos aprobados o en calificación. Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 5.873 MW (2.144 MW en calificación), con una inversión de 15.291 MMUS$.

Destaca en el ingreso a evaluación de los proyectos fotovoltaicos Domeyko, Laberinto, Crucero y Coya (II Región), por 786 MW e inversión de 2.298 MMUS$, y de la Plata Termosolar Pedro de Valdivia (II Región), de 360 MW e inversión de 2.610 MMUS$.

Tabla 27: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión (MMUS$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Planta Termosolar Pedro de Valdivia	Ibereólica Solar Atacama S.A.	360	2610	27-03-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Central Termoeléctrica Pacífico	Río Seco S.A.	350	750	03-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	I
Parque Fotovoltaico Atacama Solar	ATACAMA SOLAR S.A.	250	773	02-02-2011	Aprobado	Solar	Base	I
Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Illapa	ILLAPA S.A.	250	155	15-03-2012	En Calificación	GNL	Base	II
Parque Eólico Ckani	Empresa AM eólica 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	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Encuentro Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Crucero Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Crucero 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 Cruceo 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
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	Aprobado	Eólico	Base	II
Complejo Solar FV Pica	Element Power Chile S.A.	90	288,0	09-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Central Termoeléctrica Salar	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
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	II
Central Geotérmica Cerro Pabellón	Geotérmica del Norte S.A.	50	180,0	29-04-2011	En Calificación	Geotermia	Base	II
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoeléctrica Parinacota	Termoeléctrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	XV
La Tirana Solar I	Solar Chile S.A.	34	95	08-03-2012	En Calificación	Solar	Base	I
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	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 II	Element Power Chile S.A.	30	103	02-08-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Salar de Huasco	Element Power Chile S.A.	30	96	29-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica Lagunas	Element Power Chile S.A.	30	96	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 Arica I	Arica Solar Generatión 1 Limitada	18	70	05-12-2011	Aprobado	Solar	Base	XV
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3 S.A.	16,6	71	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 1	Pozo Almonte Solar 1 S.A.	9,3	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon iñaki Segovia De Celaya	9,3	40	01-03-2010	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CALAMA SOLAR 1 S.A.	9,3	40	01-09-2009	Aprobado	Solar	Base	II
Planta solar fotovoltaica 9 MW	SELTEC ING. Ltda.	9	20	17-11-2011	En Calificación	Solar	Base	I
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spence S.A	9	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza	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

Análisis Precios de Licitación SING

La Ley Nº20.018, en su artículo 79-1, indica que las concesionarias de servicio público de distribución deberán licitar sus requerimientos de energía, contratando abastecimiento eléctrico al precio resultante en procesos de licitación. En este contexto, en 2009 se realizó un proceso de licitación para abastecer a clientes regulados del SING, en el cual las empresas generadoras ofrecieron suministro a un precio fijo, el cual se indexa en el tiempo de acuerdo a índices de precios de combustibles y el Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos (CPI).

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 28). Los indexadores definidos por Edelnor dependen en un 59,4% de la variación del índice de precios del GNL y en un 40,6% de la variación del CPI.

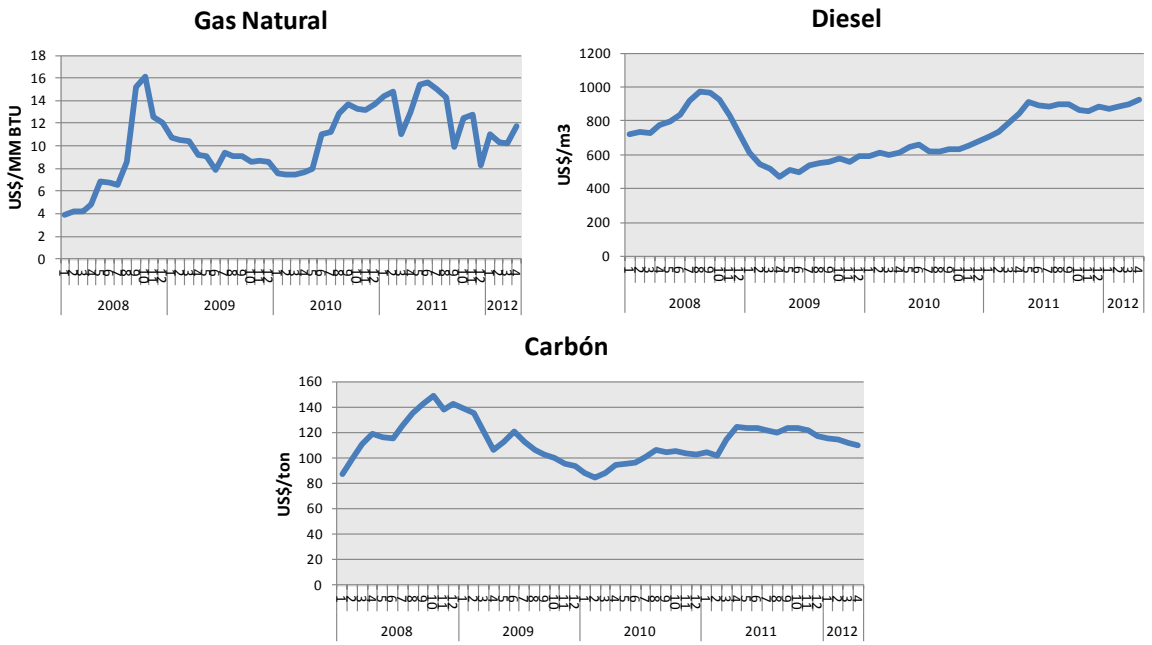
Tabla 28: Precios de Licitación (precios indexados a marzo de 2012)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US$/MWh] Adjudicado	Precio [US$/MWh] Indexado Mar-12	Año de Inicio Suministro
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	83,42	2012

Precios de combustibles

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

Figura 47: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SING, Systep

Tabla 29: 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	-
Mayo	230	105	101	104	-
Junio	232	120	121	126	-
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)

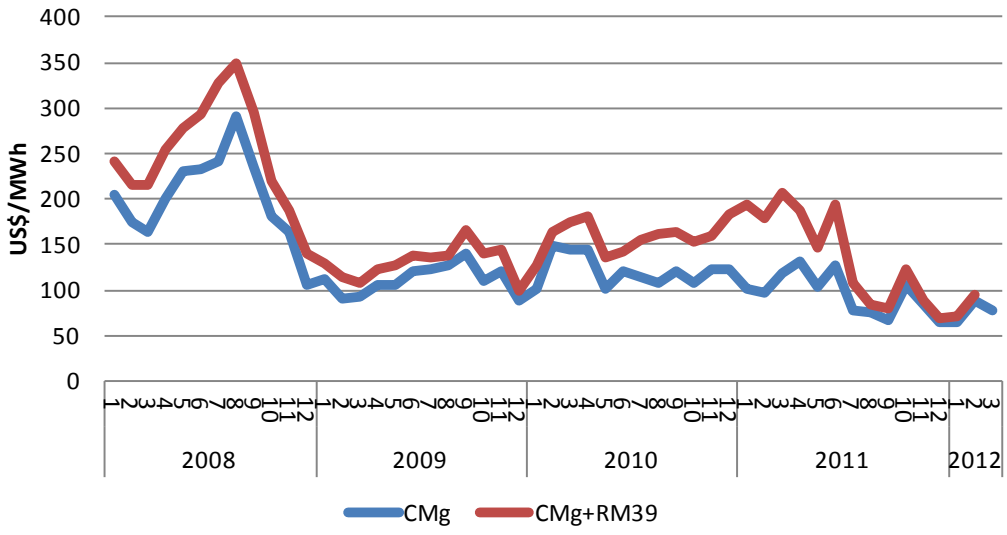
Valores Históricos

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 marzo, el costo marginal fue de 78 US$/MWh, lo que representa una disminucion de 34,6% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 12,0% respecto al mes de febrero de 2011.

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 48 muestra la evolución del costo marginal en la barra de Crucero 220, incluyendo el valor de la RM39 con datos disponibles a partir de febrero de 2007 y hasta el mes de febrero de 2011, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo Nº 7 del Informe Valorización de Transferencias de febrero. 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 febrero, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 7,0 US$/MWh.

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

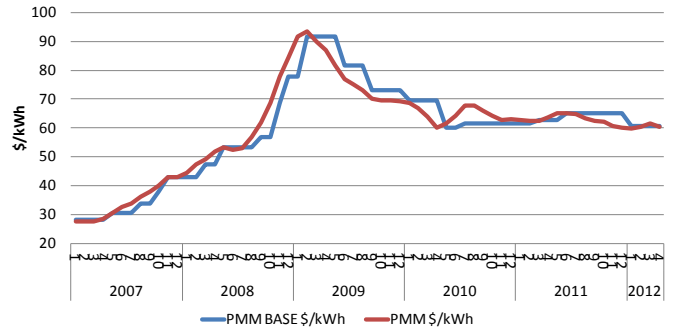


Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 2 de abril de 2012 es de 60,246 $/kWh, que representa una disminución de 0,51% respecto al Precio Medio Base (60,556 $/kWh) definido en la fijación de octubre de 2011.

Figura 49: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systep

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.

Tabla 30: Futuras centrales generadoras en el SING

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

Fuente: CNE, CDEC-SING

Unidades en Mantención

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

- CTA1 (Andina): 165 MW en junio.
- ANG1 (Angamos): 270 MW en mayo y junio.
- CTTAR (Tarapacá): 158 MW en abril.
- TG2 (Tocopilla): 25 MW en junio.
- U10 (Tocopilla): 38 MW en mayo y junio.
- U11 (Tocopilla): 38 MW en junio.
- U12 (Tocopilla): 85 MW en abril y mayo.
- U13 (Tocopilla): 86 MW en junio.
- TV1C (Atacama): 135 MW en abril.

Resumen Empresas

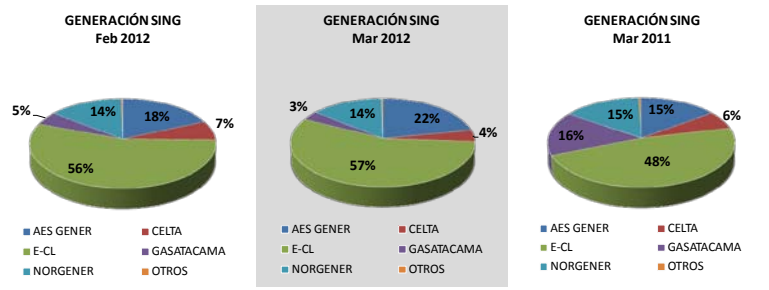
En el mercado eléctrico del SING existen 5 agentes que definen prácticamente la totalidad de la producción de energía del sistema. Estas empresas son AES Gener, E-CL (ex Edelnor), GasAtacama, Celta y Norgener. Desde el mes de abril de 2011 la generación de AES Gener incluye la producción de la Central 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 marzo de 2012, el actor más importante del mercado es E-CL, con un 57% de la producción total de energía, seguido por AES Gener y Norgener, con un 22% y 14%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que AES Gener, E-CL y Norgener aumentaron su producción en un 30,9%, 11,1% y 6,2%, respectivamente, en relación a febrero de 2011. Por su parte Celta y GasAtacama vieron para el mismo período disminuida su producción en un 34,1% y 25,3%, respectivamente. En la Figura 50 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 51 se presentan las transferencias de energía de las empresas en febrero de 2011.

Figura 50: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SING, Systep

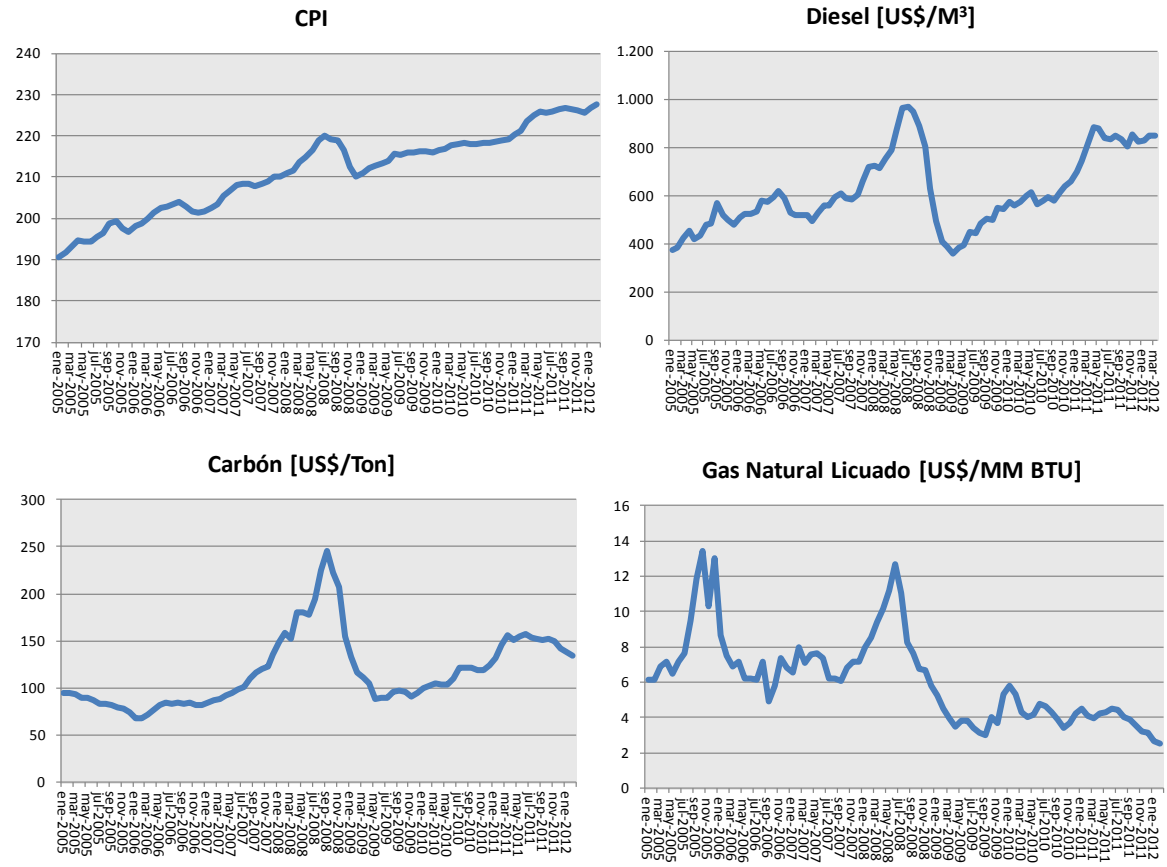
Figura 51: Transferencias de energía por empresa, mensual

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 Precio de Combustibles

Figura I-I: Índice Precio de Combustibles



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)

ANEXO II

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Adjudicado	Precio [US$/MWh] Indexado Mar-12 Barra Suministro	Indexado Mar-12 Barra Quillota	Año de Inicio Suministro
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	88,0	87,3	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	87,6	86,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	87,8	87,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	88,8	88,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	89,3	89,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	89,8	89,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	90,9	90,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	91,4	91,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	91,9	91,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	92,2	92,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	92,6	92,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	98,2	98,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	98,4	98,4	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	117,0	117,0	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	104,1	104,1	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	72,1	70,6	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	108,8	101,6	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	100,3	97,7	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	100,4	97,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	91,1	90,0	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	129,8	121,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,8	121,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,8	121,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,8	121,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,8	121,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,8	121,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,8	121,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,8	121,2	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	87,0	89,5	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	88,7	91,2	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	64,2	62,8	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	63,8	62,5	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	63,4	62,1	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	170,4	159,2	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	170,4	159,2	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	170,4	159,2	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	170,4	159,2	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	170,4	159,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	58,9	58,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	66,4	65,6	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	106,6	99,5	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	58,3	57,8	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	58,6	58,1	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	58,6	58,6	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	57,5	57,5	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	106,9	106,9	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	63,7	63,7	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	54,0	55,5	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	56,1	54,9	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	56,1	54,9	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	170,4	159,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	170,4	159,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	170,4	159,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	170,4	159,2	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	170,4	159,2	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	81,6	81,0	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	115,4	107,8	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	170,4	159,2	2010

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía	Precio					Fórmula de Indexación			
		GWh/año	US$/MWh	CPI	Coal	LNG	Diesel	CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,37	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Endesa	170	57,91	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Colbun	700	55,50	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Endesa	1.500	47,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Saesa	Colbun	1.500	53,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Colbun	582	54,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
EMEL	Endesa	877	55,56	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
EMEL	AES Gener	360	58,95	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
EMEL	AES Gener	770	52,49	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
Chilectra	Endesa	1.700	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Endesa	1.500	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Colbun	500	58,60	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	58,26	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	57,95	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	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 marzo, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un 34,2% respecto al mismo mes del año anterior, de un 1,0% en comparación al mes recién pasado, y de un 5,1% en relación a los últimos 12 meses.

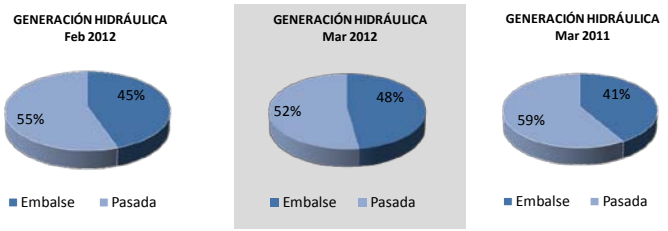
Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de 54,6% respecto al mismo mes del año anterior, de un 8,0% en comparación al mes pasado, y de un 7,4% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de 19,7% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -4,7% en comparación al mes recién pasado, y de un 2,6% en relación a los últimos 12 meses.

El análisis anterior no considera que el mes de marzo tuvo dos más que el mes de febrero.

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

	Feb 2012	Mar 2012	Mar 2011
Embalse	744	804	520
Pasada	921	878	733
Total	**1.665**	**1.682**	**1.253**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

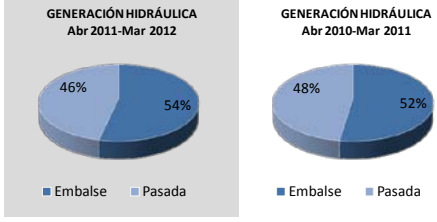
Figura III-II: Análisis Hidro-Generación, trimestral (GWh)

	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1
Embalse	3.926	2.461	2.050
Pasada	3.019	2.804	2.511
Total	**6.945**	**5.265**	**4.560**

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

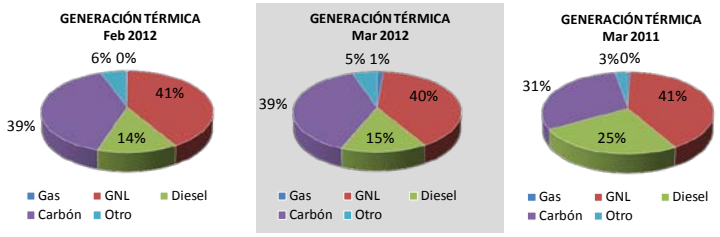
	Abr 2011-Mar 2012	Abr 2010-Mar 2011
Embalse	11.415	10.630
Pasada	9.897	9.648
Total	**21.312**	**20.278**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

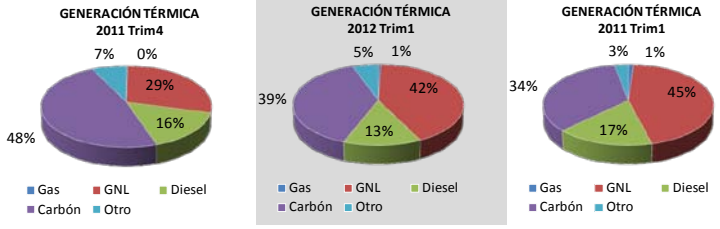
	Feb 2012	Mar 2012	Mar 2011
Gas	2	34	14
GNL	944	1.025	1.104
Diesel	310	383	678
Carbón	901	984	822
Otro	126	136	71
Total	**2.283**	**2.562**	**2.689**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

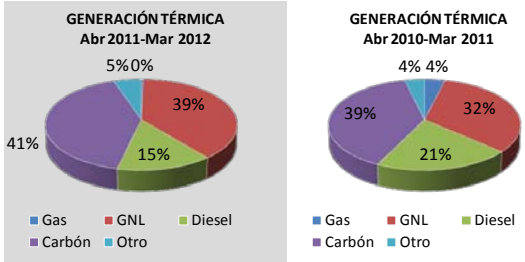
	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1
Gas	14	37	72
GNL	1.410	2.988	3.074
Diesel	761	943	1.140
Carbón	2.336	2.732	2.351
Otro	356	390	203
Total	**4.877**	**7.090**	**6.841**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Abr 2011-Mar 2012	Abr 2010-Mar 2011
Gas	88	924
GNL	9.850	7.791
Diesel	3.699	4.960
Carbón	10.467	9.297
Otro	1.329	896
Total	**25.432**	**23.868**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de marzo, muestra una variación de un -4,7% respecto al mismo mes del año anterior, de un 12,2% en comparación al mes recién pasado, y de un 6,6% 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 138,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un 1866,5% en comparación al mes recién pasado, y de un -90,5% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de -7,2% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un 8,6% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de -43,5% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 23,4% en comparación al mes recién pasado, y de un -25,4% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 19,7% respecto al mismo mes del año anterior, de un 9,2% en comparación al mes recién pasado, y de un 12,6% 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 92,4% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 7,9% en comparación al mes recién pasado, y de un 48,3% en relación a los últimos 12 meses.

El análisis anterior no considera que el mes de marzo tuvo dos más que el mes de febrero.

ANEXO IV

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750,0	3.200,0	14-08-2008	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
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740,0	1.400,0	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640,0	733,0	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579,0	390,0	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542,0	700,0	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500,0	1.000,0	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490,0	781,0	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316,0	500,0	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270,0	500,0	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240,0	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Central de Pasada Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	210,0	400,0	07-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Cabo Leones II	Ibereólica 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	Solar	Base	III
Parque Eólico Cabo Leones	Ibereólica Cabo Leones I S.A.	170,0	356,0	28-09-2011	Aprobado	Eólico	Base	III
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa .	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158,0	347,6	20-05-2011	En Calificación	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	Hidreléctrica 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 Chilé	EcoPower SAC	112,0	235,0	04-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
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

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)	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 Pacifico S.A.	96,0	36,0	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº 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 Nº 6	Base	III
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66,0	123,0	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229,0	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 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 Nº 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	En Calificación	Eólico	Base	V
Central Hidroelectrica 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	En Calificación	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
Parque Eólico Pacífico	ECOINGENIEROS LTDA	40,0	80,0	08-03-2012	En Calificación	Eólico	Base	X

ANEXO IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)	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-	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 Picoiquén	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 (MMU$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central de Pasada Carilafquén-Malalcahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28,0	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroelectrica de Pasada Rio 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 Electrica Cenizas	Electrica 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	En Calificación	Eólico	Base	VI
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañia Papelera del 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	Biogas	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	En Calificación	Eólico	Base	IV
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 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	En Calificación	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
Modificación de Proyecto Central Hidroeléctrica Butamalal	RP Butamalal Hidroeléctrica S.A.	9,0	28,0	30-06-2011	En Calificación	Hidráulica	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	En Calificación	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
Central de Cogeneración Coelemu	Energía León S.A.	7,0	15,0	03-04-2012	En Calificación	Cogeneración	Base	VIII

ANEXO IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
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 Collil	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 Rio 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 Hidroelectrica de Pasada El Callao	Hidroenersur S.A.	7,5	3,2	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
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

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.