



# Reporte Sector Eléctrico

*SIC-SING*

Marzo 2012

## Contenido

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

## Noticias

21 empresas compran bases para licitación de transmisión por US\$ 900 millones. (La Tercera, 15/3/12)

Generadoras pierden US\$ 27 millones por cubrir a Campanario. (El Mercurio, 14/3/12)

Transelec pone en servicio subestación y línea de transmisión Charrúa-Lagunillas. (Transelec, 12/3/12)

AES Gener registró resultado histórico al 31 de diciembre de 2011 con EBITDA de US\$737 millones. (AES Gener, 9/3/2012)

MPX recurrirá a la Corte Suprema tras fallo adverso sobre Castilla. (El Mercurio, 8/3/12)

Suspenden proceso de evaluación ambiental de Central Cuervo. (Diario Financiero, 8/3/12)

Corte de Apelaciones de Antofagasta anula resolución clave en aprobación de Castilla. (El Mercurio, 7/3/12)

Cuentas de electricidad descenderán 8,3% en la Región Metropolitana. (Diario Financiero, 7/3/12)

Ganancias de Guacolda cayeron un 27% en 2011. (El Mercurio, 6/3/12)

CNE informa nuevas tarifas eléctricas. (CNE, 6/3/12)

Gobierno estudiará reducir las tasas de retorno en distribución y transmisión eléctrica. (Pulso, 5/3/12)

Impuesto al carbón, subsidios y reforma a los CDEC marcan la nueva estrategia energética. (Pulso, 1/3/12)

Gobierno lanza plan de estrategia energética y sector critica falta de medidas concretas. (Diario Financiero, 29/2/12)

Gobierno analiza impuesto a las emisiones de CO2 para desincentivar las centrales térmicas. (Diario Financiero, 29/2/12)

Pacific Hydro invertirá US\$ 250 millones para levantar un parque eólico. (Diario Financiero, 29/2/12)

BG Group pone en venta el 20% de su participación en GNL Quintero. (El Mercurio, 24/2/12)

Gobierno descarta riesgo en el suministro eléctrico para 2012. (La Tercera, 20/2/12)

## Editorial

### Estrategia Nacional de Energía 2012 – 2030

El día 28 de Febrero recién pasado, el Presidente de la República, el Sr. Sebastián Piñera, anunció la Estrategia Nacional de Energía (ENE) para el período 2012 – 2030, la cual impulsará el gobierno teniendo como base seis pilares fundamentales: la eficiencia energética, las energías renovables no convencionales (ERNC), la hidroelectricidad, la transmisión de energía eléctrica, la competencia en el mercado eléctrico y la interconexión eléctrica regional.

La ENE no ha estado exenta de polémicas. Grupos ambientalistas han criticado los anuncios del presidente argumentando que dichas medidas responden únicamente a los intereses de las grandes mineras del país, y no consideran los beneficios de las personas. Especialistas del sector esperaban elementos de mayor definición, que permitieran identificar plazos y cambios normativos y regulatorios. Por otro lado, algunas empresas generadoras han argumentado que ciertas medidas serían discriminatorias respecto a otras industrias, que algunas propuestas implican un cambio en las reglas del juego para los inversionistas y que llevarán a que se encarezca la energía para los usuarios.

Dado este contexto de incerteza sobre las reales repercusiones que tendrá la ENE en la realidad energética nacional, se revisa a continuación algunos de sus puntos principales y su aplicación en el largo y el corto plazo, así como también las materias en las que aún existen vacíos o formulaciones incompletas.

#### **Estructura principal de la ENE**

La ENE se compone de seis pilares fundamentales claramente identificados:

- Crecimiento con eficiencia energética
- Despegue de las ERNC.
- Rol de las energías tradicionales (hídrico y térmico)
- Nuevo enfoque en transmisión (Troncal, adicional y subtransmisión).
- Mercados eléctricos competitivos.
- Interconexión eléctrica regional.

La eficiencia energética se constituye en el pilar fundamental de esta estrategia, buscando formas de incentivarla de manera intersectorial, instaurando una comisión interministerial que integre de manera coordinada las políticas orientadas a cada sector.

Se enfatiza el rol importante de las ERNC y de las energías tradicionales. Pero la ENE establece que no se debe perder el real objetivo: contar con energía accesible, segura y económica. Asigna gran importancia a la energía hidroeléctrica y la proveniente del carbón, argumentando que las ERNC por sí solas no son capaces de lograr los objetivos propuestos. Se debe tener un respaldo a la volatilidad de éstas con centrales cuyos factores de planta sean altos y con seguridad de su operación.

En cuanto a la transmisión, se destacan medidas que buscan crear franjas fiscales que se declaren por un concepto de interés público o nacional. Estas quedan sujetas a ser expropiadas u objeto de servidumbres en caso de que se requiera. Estas medidas se potencian pensando en el nuevo concepto de carretera eléctrica pública, aún no definido en detalle.

En cuanto al acceso de las ERNC a las redes de transmisión, se propone crear un nuevo esquema que facilite la conexión de éstas a los sistemas de transmisión, ya sea troncal, de subtransmisión o adicionales. Asimismo, y a modo de evitar una de las barreras de entrada más fuertes que enfrentan las ERNC, se propone transparentar la información por parte de las empresas distribuidoras, incorporando a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) en la participación y supervisión de este proceso de intercambio de información.

Con el fin de crear un mercado eléctrico más competitivo, se anunciaron medidas orientadas principalmente al segmento de distribución y a los clientes libres. Se buscan mejorar las licitaciones de suministro a clientes regulados con el fin de que se transfieran las señales de largo plazo recogidas por los contratos a los clientes finales. Además se busca crear un agente comercializador de energía, mediante el cual los clientes libres puedan elegir aquel servicio que más se acomode a sus necesidades, de un abanico mayor de proveedores.

Por último, la idea de interconectar eléctricamente a Chile con países de la región, supone desafíos mayores y de largo plazo. Sin duda estas medidas harían el mercado mucho más competitivo, con lo cual bajarían los precios a los clientes finales. De todas formas, esto supone un desarrollo mayor del sistema de transmisión que tomaría varios años.

Hay que destacar el hecho de que muchas de las propuestas e ideas incluidas en la ENE, se basan en lo propuesto por la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE), que fuera analizado en editorial anterior.

### **Desacople del crecimiento económico con el crecimiento eléctrico**

El crecimiento económico de un país está generalmente ligado con el crecimiento de su consumo energético, y el desafío que se han planteado las economías desarrolladas es reducir dicho acoplamiento, mediante acciones de incremento de la eficiencia en el uso de la energía. En este ámbito, el gobierno propone como meta el lograr ese desacople, disminuyendo en un 12% la demanda de energía final proyectada, según crecimiento económico, al año 2020. Es una meta clara y concreta, que le asigna un peso significativo como pilar fundamental de la ENE.

Países como Japón, el Reino Unido o Alemania, lograron comenzar a desacoplar ambos crecimientos cuando sus Productos Internos Brutos (PIB) per cápita bordeaban los 25.000 US\$ (actualmente poseen PIBs per cápita del orden de los 40.000 US\$). Al 2010, Chile alcanzó un PIB per cápita cercano a los 13.000 US\$, dado su menor desarrollo industrial y económico en general. En ese contexto, lograr el desacoplamiento se plantea como una tarea mayor.

Es muy importante que el gobierno establezca acciones concretas e incentivos para que todos los agentes que participan del consumo energético entiendan el problema de fondo y las formas en las cuales pueden avanzar en lograr mayor eficiencia.

### **El rol de las energías tradicionales**

El gobierno establece que si bien interesa aumentar la participación de las ERNC en la matriz, la energía hidroeléctrica debe seguir siendo la principal fuente de generación eléctrica en el país. El objetivo propuesto es que esta logre una participación del orden de un 50% para la próxima década. Estimaciones indican que en Chile existe un potencial hidroeléctrico (de pasada y de embalse) que superaría los 9 a 10.000 MW, particularmente en la Patagonia. La ENE propone crear un plan especial para proteger la Patagonia, profundizando las medidas de mitigación en la construcción y funcionamiento de centrales hidroeléctricas.

El gobierno indica que, además de la energía hidroeléctrica, es central recurrir a los combustibles fósiles para darle seguridad al sistema en condiciones de baja hidrología. El desarrollo de las centrales térmicas no debe descuidar los estándares medioambientales en su construcción y operación. Es por ende muy importante el estandarizar los estudios de impacto ambiental que deben presentar estas tecnologías, con el fin de reducir la incertidumbre que afrontan en los procesos de evaluación. Esto es justamente lo que ha pasado recientemente con la central Castilla, con incertidumbre en su construcción debido a un fallo en su contra por parte de la Corte de Apelaciones de Antofagasta, que invalidó la resolución del ex seremi de salud de la región que cambió la calificación del proyecto de “contaminante” a “molesto”. Esto demuestra claramente un

problema normativo debido a que se cuestionan los objetivos de los estudios medioambientales y se cuestiona a la institucionalidad encargada de su aprobación o rechazo. Sin duda, lo anterior es una muy mala señal para los futuros inversionistas en centrales termoeléctricas, los cuales no ven un proceso transparente ni bien definido a la hora de obtener permisos ambientales respectivos. Es de extrema urgencia que el gobierno adecúe la regulación que permita acotar claramente los objetivos y alcances de estos estudios, de modo de dar una señal de transparencia y de estabilidad al proceso.

#### **Nuevo enfoque en la transmisión eléctrica**

La ENE establece que es fundamental crear un esquema más seguro y robusto para el desarrollo de redes eléctricas. Lo anterior está motivado por la alta fragilidad que éstas presentan en la actualidad, condicionado por las serias dificultades en la concreción de los proyectos, afectando a todos los actores del sistema.

Sin duda, los inconvenientes principales que enfrentan los proyectos de transmisión están relacionados con la tramitación de servidumbres y permisos ambientales. El gobierno propone la creación de franjas fiscales que por su concepto de interés público o nacional, podrían ser susceptibles de expropiación u objeto de servidumbres. Esto facilitaría y acortaría los plazos que enfrentan estos proyectos en su concreción. Es evidente la necesidad de iniciar a la brevedad los cambios legales para concretar esta propuesta. La mayor preocupación en el sector es el poco avance en la definición legislativa y normativa de la carretera eléctrica pública, medida que fuera anunciada por el Presidente de la República en su discurso de 21 Mayo del 2011, y que fuera elaborada en mayor detalle conceptual por la CADE.

#### **Interconexión eléctrica regional**

La interconexión eléctrica regional definida en la ENE considera la conexión entre varios países de la región con el fin de aumentar la seguridad de suministro, diversificar la matriz energética y disminuir los costos de generación aumentando la competencia entre los actores del sistema.

Este pilar involucra desafíos importantes para el país. Primero, el desarrollo de los sistemas de transmisión requeridos que permitan el transporte bidireccional de energía desde y hacia Chile. A futuro, la planificación y desarrollo de los sistemas de transmisión debiera ser acorde a las posibles interconexiones regionales, de modo de obtener el real provecho que estos significan.

Segundo, y dada la mala experiencia que dejó la interconexión gasífera con Argentina, es muy importante controlar adecuadamente los riesgos de una excesiva dependencia energética, manteniendo las inversiones en el desarrollo de proyectos de generación en el país.

#### **Conclusiones**

La Estrategia Nacional de Energía (ENE) plantea una serie de medidas y anuncios orientados a definir una posición clara respecto del desarrollo futuro de la matriz energética del país, que había sido cuestionada como ausente por grupos ambientalistas. Sin embargo, es necesario transitar de la formulación conceptual de pilares de desarrollo a definiciones específicas regulatorias, normativas, técnicas y económicas para lograrlo.

Un ámbito en el que se necesitan mayores definiciones es el de los mecanismos de participación ciudadana y de comunidades afectadas, centrales en lograr un desarrollo eléctrico más armónico y aceptado por la población.

Otro ámbito ausente de definiciones mas específicas es el de los estímulos a las ERNC y el levantamiento de las barreras de entrada que dificultan y retrasan su incorporación masiva a la matriz energética. Problemas de financiamiento, falta de información, dificultades de conexión al sistema, dificultades en el logro de contratos, son las barreras más importantes identificadas por la ENE. Es necesario definir los esquemas de estímulo y levantamiento de barreras, varios fueron enunciados por la CADE.

Lograr un adecuado y oportuno desarrollo de los sistemas de transmisión implica afinar y perfeccionar los conceptos generales enunciados. Debe formularse cambios legales importantes, que deben ser enunciados y consensuados a la brevedad por el gobierno, en un proceso que probablemente vaya más allá de su periodo.

La necesidad de mejorar los procesos de licitación de las distribuidoras también es enfatizada, felizmente en este ámbito hay múltiples oportunidades de mejoras en el corto y mediano plazo, sin necesidad de cambios legales.

La ENE cumple sus objetivos de una definición clara de cómo se quiere desarrollar la matriz energética en el futuro, con una serie de medidas y metas interesantes y que, sin duda, serán un aporte importante al logro de los objetivos estratégicos del país. Se identifican sin embargo una serie de puntos y medidas en las cuales aún se debe trabajar e invertir esfuerzos de modo de que sean realmente de beneficio nacional.

# SIC Sistema Interconectado Central

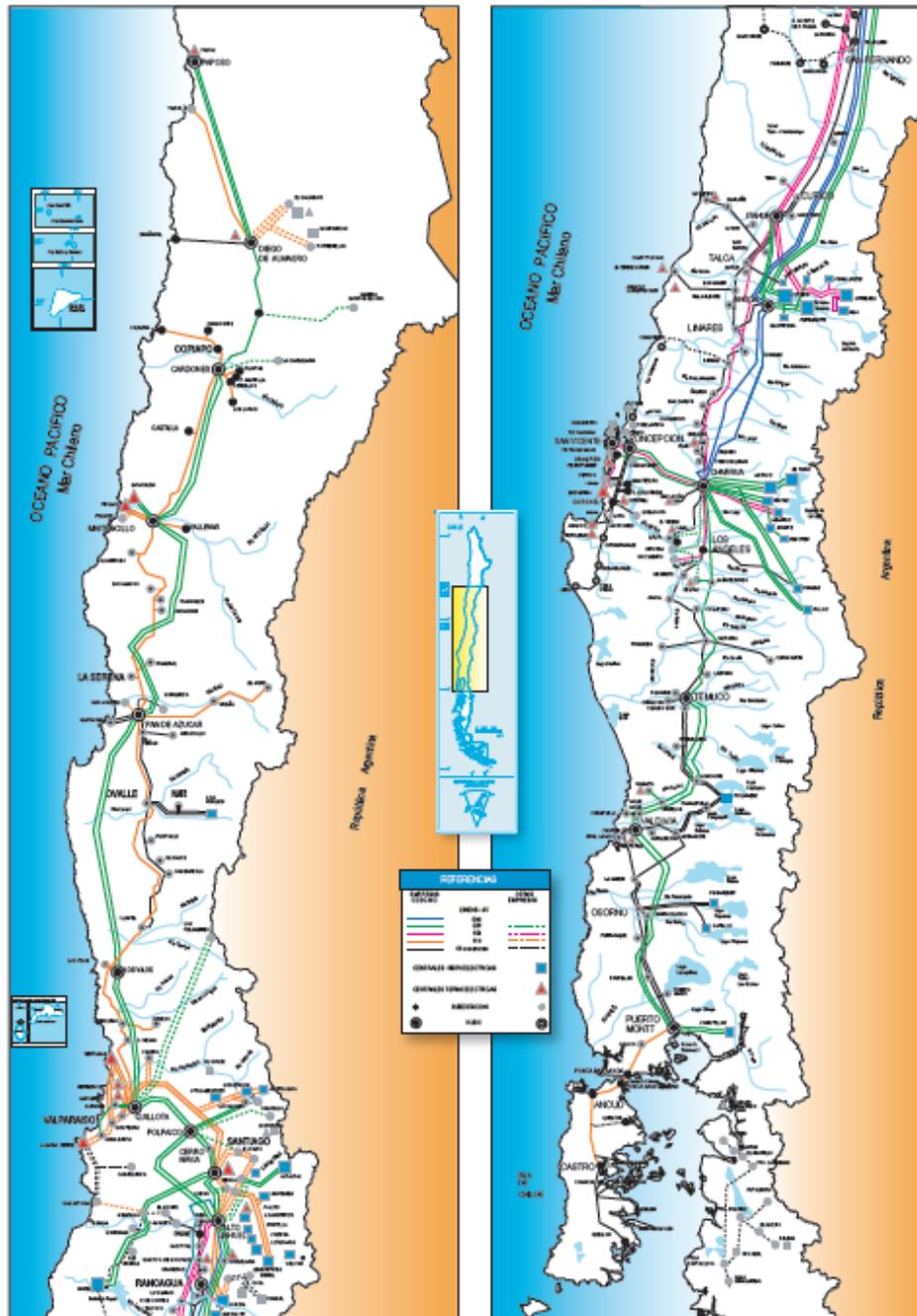
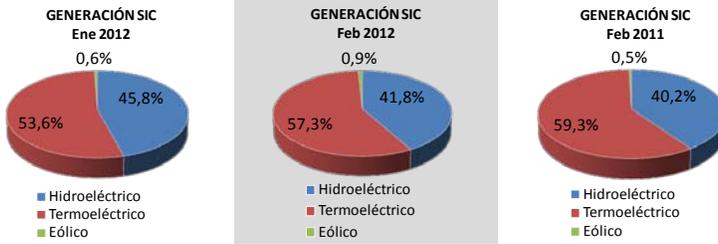


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

### Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de febrero de 2012 la generación de energía en el SIC disminuyó en un -4,9% respecto a enero, con un alza de 11,0% respecto a febrero de 2011. Este análisis no toma en cuenta que el mes de febrero tuvo dos días menos que el mes de enero.

Por tercer mes consecutivo, la generación hidroeléctrica presentó una baja de -13,2% respecto de enero, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 1,7%. Con lo anterior, el 41,8% de la energía consumida en el SIC durante el mes de febrero de 2012 fue abastecida por centrales hidroeléctricas, confirmandose la predominancia 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 34,68 GWh, correspondiente al 0,9% del total (3.983 GWh).

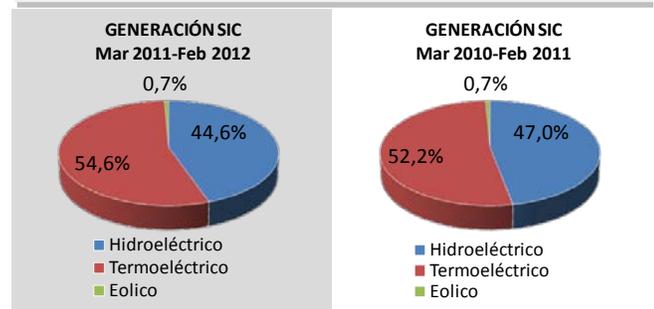
Según fuente de producción, se observa que el aporte de las centrales de embalse al sistema disminuyó en un -18,5% respecto a enero, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó una baja de -8,4% en relación al mismo mes.

Por otra parte, la generación a gas natural experimentó un aumento de un 345,3% aunque con una muy pequeña participación en la generación del mes (0,04%), mientras que la generación diesel presenta un aumento en su producción de 24,4%. La generación a carbón, por su parte, se ve aumentada en un 6,3%, mientras que la generación a GNL presentó una baja de -7,3% respecto al mes anterior.

En la Figura 4 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2008. Se destaca de la Figura 5, que la generación GNL representa para el mes de febrero de 2012 un 23,7% de la matriz de energías del SIC, frente al 7,8% que representa el diesel y el 22,6% del carbón.

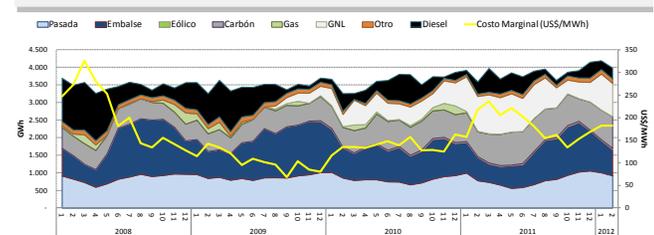
Los costos marginales del SIC durante el mes de febrero llegaron a un valor promedio de 182 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 217 US\$/MWh de febrero de 2011 representa una baja de -16,2%, mientras que si se compara con el mes pasado se observa los costos marginales se mantuvieron (una baja muy menor de -0,03%).

Figura 2: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



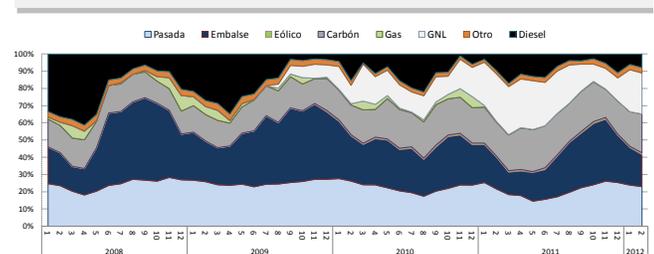
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 3: Generación histórica SIC



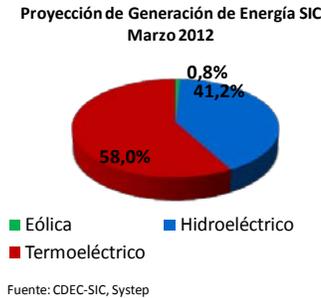
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 4: Generación histórica SIC (%)



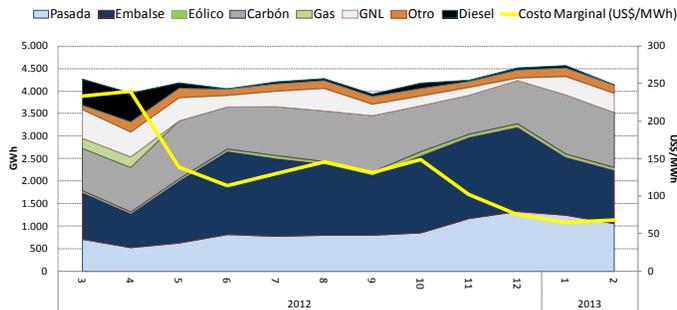
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 5: Proyección de Generación de Energía marzo de 2012



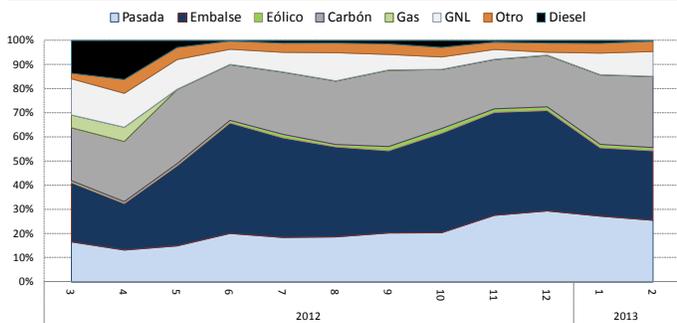
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 6: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 7: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

### Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de marzo 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 7 y Figura 8 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 febrero de 2012, la generación de energía experimentó un alza de 11,0% respecto del mismo mes de 2011, con una disminución de -4,9% respecto enero. Este análisis no considera que el mes de febrero tuvo dos días menos que el mes de enero.

Respecto a las expectativas para el año 2012, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 50.008 GWh, lo que comparado con los 46.115 GWh del año 2011 representaría un crecimiento anual para el año 2012 del 8,4%.

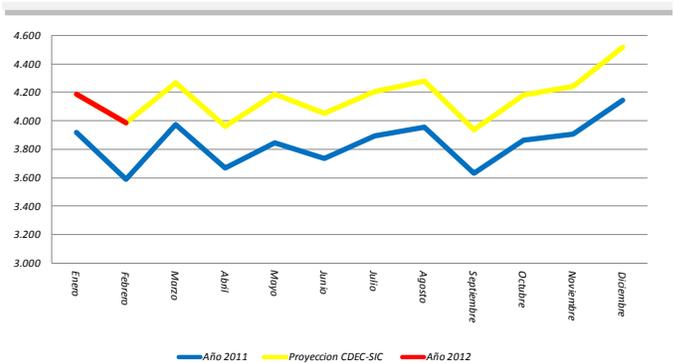
La Figura 10 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

## Precio de Nudo de Corto Plazo

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

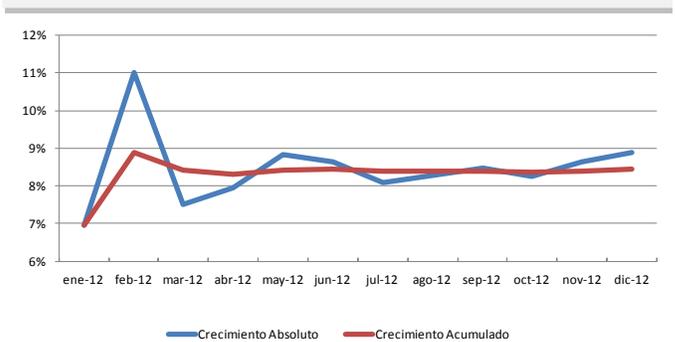
Los valores definidos por la autoridad son: 44,661 \$/kWh y 5.915,50 \$/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 53,10 \$/kWh. Este valor representa una baja de 2% respecto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

Figura 8: Generación histórica de energía (GWh)



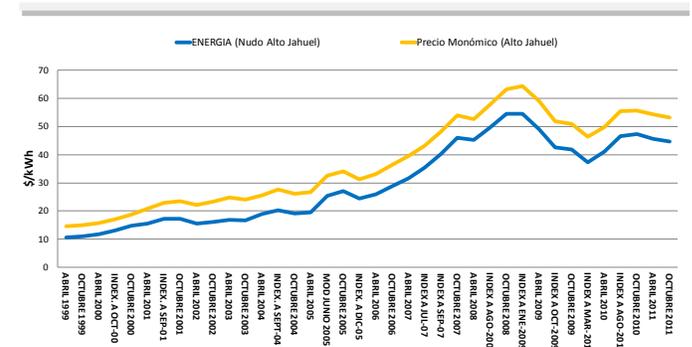
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 9: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 10: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CNE, Systepl

## Análisis Precios de Licitación

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

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

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

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

Cabe recordar que 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 1 muestra los precios resultantes por empresa generadora de los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009. (Mayor detalle en Anexo II). El Precio Medio de Licitación indexado a febrero de 2012 es de 81,34 US\$/MWh, lo que representa una reducción de -0,29% respecto del valor indexado al mes de enero de 2011 (81,58 US\$/MWh).

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	88,0	5.419
Campanario	99,6	1.750
Colbún	87,2	6.782
Endesa	69,9	12.825
Guacolda	82,1	900
EMELDA	159,4	200
EPSA	159,4	75
Monte Redondo	140,6	275
<b>Precio Medio de Licitación</b>		<b>81,34</b>

## Precio de Nudo de Largo Plazo

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

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

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

De esta forma, se calculan los reajustes de manera que ningún precio promedio por distribuidora referido a un nodo común sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema. Para el cálculo de los reajustes se tomó Quillota 220 como nodo de referencia. La Tabla 2 muestra una estimación de los precios medios de licitación resultante de los contratos y los precios medios reajustados de manera de cumplir el criterio del 5%. Estos últimos son los que finalmente las distribuidoras deberán cobrar a sus clientes.

Tabla 2: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a febrero 2012)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Precio Medio Reajustado	Precio Medio Reajustado	Energía Contratada GWh/año
		(Barra de Suministro) US\$/MWh	(Barra de Quillota) US\$/MWh	
Chilctra	66,07	83,98	71,71	12.000
Chilquinta	87,58	80,76	80,76	2.567
EMEL	90,79	80,76	80,76	2.007
CGE	110,46	85,76	80,76	7.220
SAESA	79,35	79,58	80,76	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 febrero 2012 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 76,91 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220, lo cual representa una reducción de -0,47% respecto del mes anterior (77,27 US\$/MWh).

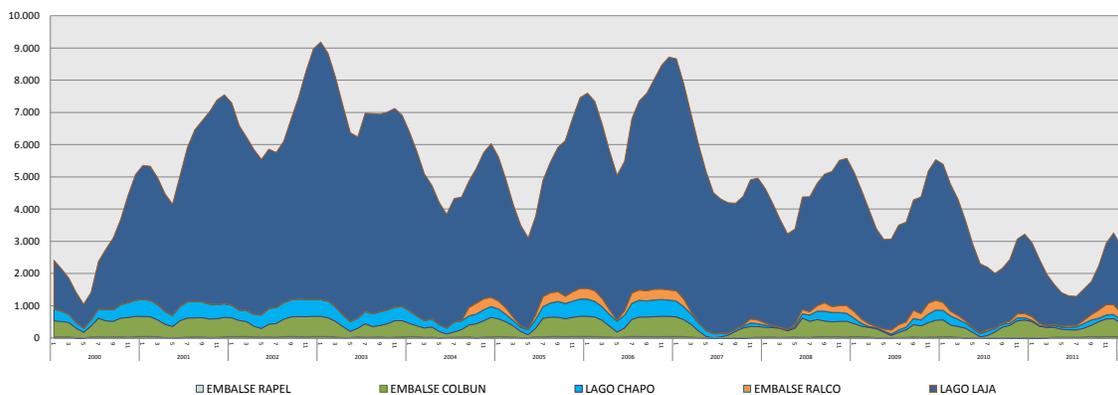
## Nivel de los Embalses

La energía almacenada promedio disponible para generación en el mes de febrero de 2012, alcanzó los 2.408 GWh, lo que representa una disminución de -19% respecto al mes de enero de 2012, y una baja de -1,35% respecto a febrero 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 febrero de 2012 fue un -12,51% menor que la acumulada a igual mes del año 2011. En este sentido, se debe notar que los embalses 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 11: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CNE, SysteP

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

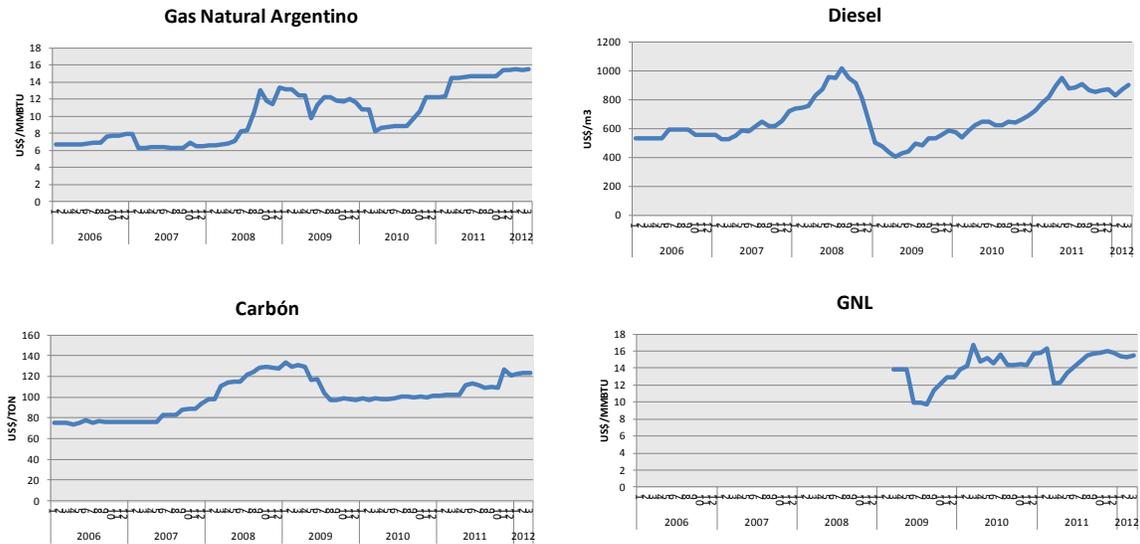
		Ene 2012	Feb 2012	Feb 2011
<b>EMBALSE</b>	<b>COLBUN</b>	426	313	367
	% de la capacidad máxima	66%	48%	57%
<b>EMBALSE</b>	<b>RAPEL</b>	41	40	1
	% de la capacidad máxima	81%	78%	2%
<b>LAGUNA</b>	<b>LA INVERNADA</b>	107	30	0
	% de la capacidad máxima	81%	23%	0%
<b>LAGO</b>	<b>LAJA</b>	2.080	1.746	1.995
	% de la capacidad máxima	26%	22%	25%
<b>LAGO</b>	<b>CHAPO</b>	103	105	18
	% de la capacidad máxima	18%	18%	3%
<b>EMBALSE</b>	<b>RALCO</b>	218	174	59
	% de la capacidad máxima	60%	48%	16%

Fuente: CNE, SysteP

## Precios de combustibles

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

Figura 12: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## 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 febrero de 2012 presentan una baja de -0,03% respecto a los registrados en el mes de enero, con una baja de -16,2% respecto a lo observado en febrero de 2011.

En la Tabla 5 y Figura 14 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos.

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

Mes	2008	2009	2010	2011	2012
Enero	247	115	116	157	182
Febrero	272	142	135	217	182
Marzo	325	134	135	236	
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, Systeop

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA
		SECA	MEDIA	HUMEDA
2012	3	233,1	233,1	234,3
-	4	196,9	239,6	193,9
-	5	201,9	138,2	105,4
-	6	217,0	113,9	77,2
-	7	156,4	129,4	74,7
-	8	209,3	145,6	94,5
-	9	164,1	131,6	95,6
-	10	166,1	148,5	83,4
-	11	152,9	102,3	77,6
-	12	143,7	75,1	63,1
2013	1	153,6	65,1	56,9
-	2	164,1	68,0	58,7

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

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



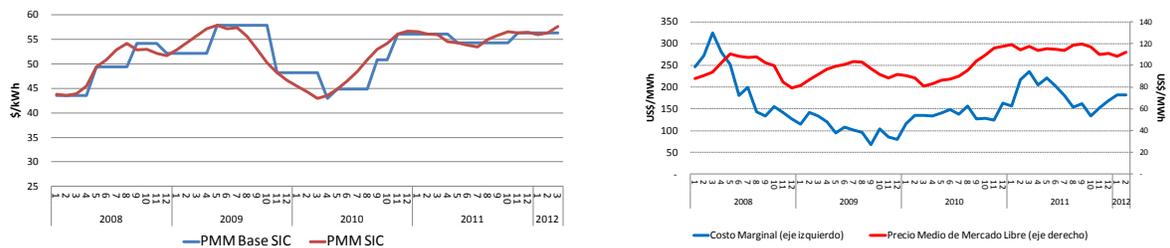
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## Análisis Precio Medio de Mercado

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

El precio medio de mercado vigente a partir del 01 de Marzo de 2012 es de 57,65 \$/kWh, lo que representa un alza de 2,47% respecto al precio definido en la fijación de Octubre 2011 ( 56,25 \$/kWh).

Figura 14: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, SysteP

## RM 88

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

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 6 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para el período comprendido entre marzo de 2012 y enero de 2013.

En total se espera la incorporación de 1.001 MW de potencia. Se destacan los ingresos de las centrales a carbón Santa María de Colbún y Bocamina II de Endesa están programados para el mes de abril y junio de 2012, respectivamente, no obstante la primera ha comenzado el período de pruebas. En el último mes se retrasaron las puestas en servicio de las centrales Lautaro, Viñales, Rucatayo y Energía Pacífico.

### Unidades en Mantenición

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.

- Pehuenche (U-1 por MW): 10 días en marzo.
- Nehuenco (U-1 por MW): 10 días en marzo.
- Pehuenche (U-2 por MW): 10 días en marzo.
- Ventanas (Nueva Ventanas por MW): 10 días en abril.
- Taltal (U-1 por MW): 3 días en abril.
- Bocamina (por MW): 5 días en abril.
- Ralco (U-1 por MW): 12 días en abril.
- Quintero (U-2 por MW): 3 días en abril.
- Ralco (U-2 por MW): 8 días en abril.
- Ventanas (U-2 por MW): 5 días en abril.
- Taltal (U-2 por MW): 3 días en abril.
- Ralco (U-2 por MW): 4 días en mayo.
- Ventanas (U-2 por MW): 5 días en mayo.
- Rapel (U-4 por MW): 15 días en mayo.
- Quintero (U-1 por MW): 3 días en mayo.

Tabla 6: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras					
Nombre	Propietario		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]	
<b>Hidráulicas</b>					
Rucatayo	Pilmaiquén		Pasada	abr-12	60
Laja 1	IPR GDF Suez		Pasada	abr-12	34
San Andrés	HydroChile		Pasada	jul-12	40
Pulelfu	Capullo		Pasada	dic-12	9
<b>Térmica Tradicional</b>					
Santa María	Colbún	Carbón		abr-12	343
Bocamina 2	Endesa	Carbón		jun-12	342
<b>Otros Térmicos</b>					
Lautaro	Comasa	Biomasa		abr-12	25
Energía Pacífico	EPSA	Bio./Cog.		abr-12	17
Viñales	Arauco	Cogeneración		abr-12	32
<b>Eólicas</b>					
Talinay Oriente	Vestas			jun-12	99
<b>TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)</b>					<b>1.001</b>

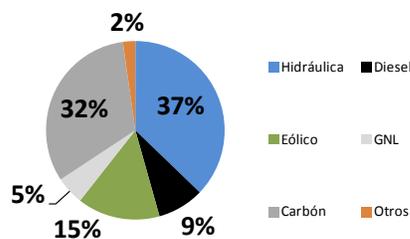
Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 7: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	6.380	9.077
Diesel	1.445	1.091
Eólico	2.566	5.694
GNL	879	527
Carbón	5.490	10.031
Otros	387	958
<b>TOTAL</b>	<b>17.146</b>	<b>27.378</b>
<b>Aprobado</b>	<b>13.731</b>	<b>20.587</b>
<b>En Calificación</b>	<b>3.427</b>	<b>6.927</b>
<b>TOTAL</b>	<b>17.158</b>	<b>27.514</b>

Fuente: SEIA, Syste

Figura 15: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Syste

## Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 17.158 MW (13.731 MW en calificación), con una inversión de 27.514 MUS\$.

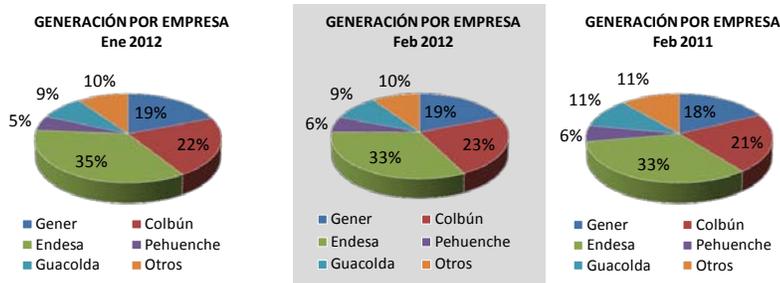
Se destaca en éste mes la presentación de los proyectos de centrales hidroeléctricas Los Hierros II (5,1 MW) en la VII región, y Florín II y III (16,5 MW) en la XIV región; así como la presentación del proyecto de generación Central Geotérmica Curacautín (70 MW) en la VIII región. Además, destaca la aprobación de la Planta de Generación Eléctrica Minera Florida (7,5 MW) en la RM, en base a combustible diésel. En la Tabla 8 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo IV se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

Tabla 8: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuevo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talñay	Eólica Talñay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Central de Pasada Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	210	400,0	07-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Cabo Leones	Iberólica Cabo Leones I S.A.	170	356,0	28-09-2011	En Calificación	Eólico	Base	III
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158	348	20-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Córdones"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII

Fuente: SEIA, Syste

Figura 16: Energía generada por empresa, mensual



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 febrero de 2012, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 33% de la producción total de energía, seguido de Colbún (23%), Gener (19%), Guacolda (9%) y Pehuenche (6%).

En un análisis por empresa se observa que Endesa y Gener disminuyeron su producción en un -5,0% y -11,9% respecto al mes anterior, respectivamente. Por su parte, Colbún, Pehuenche y Guacolda vieron aumentado su aporte en un 1,5%, 1,4% y 4,8%, respectivamente. El análisis anterior no considera que el mes de febrero tuvo dos días menos que el mes de enero.

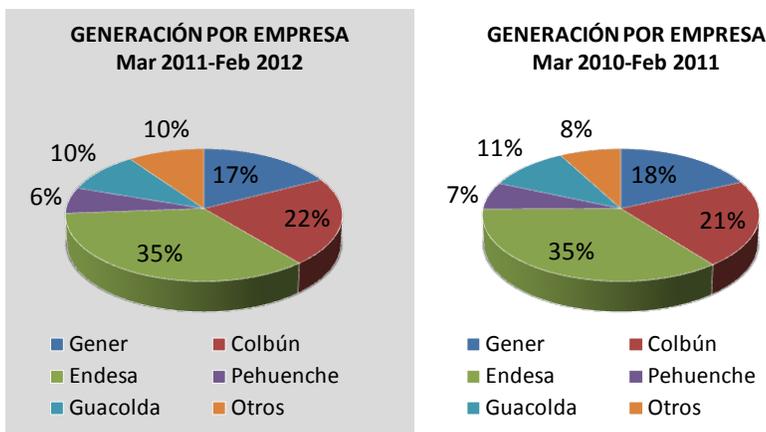
En las Figura 17 a Figura 19 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

Figura 17: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

## ENDESA

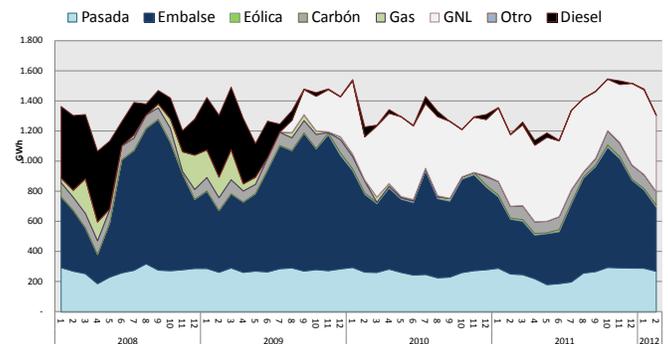
Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de -18,1% respecto al mes de enero, y un aumento de 17,0% en relación a febrero de 2011. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presentan una baja de -7,0% respecto a enero, con un aumento de 7,0% respecto a febrero de 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción de las centrales de carbón de Endesa presenta una baja de un -4,3% respecto al mes pasado, mientras el aporte de las centrales a GNL presenta una baja de un -9,9% respecto a enero, con un aumento del 6,8% respecto a febrero de 2011.

El análisis anterior no considera que el mes de febrero tuvo dos días menos que el mes de enero.

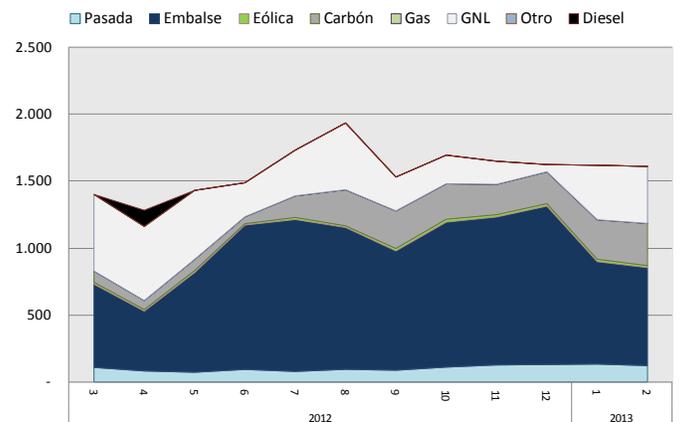
En la Figura 21 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 19: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 20: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 9: Generación Endesa, mensual (GWh)

	Ene 2012	Feb 2012	Feb 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	291	271	253	-7,0%	7,0%
Embalse	517	424	362	-18,1%	17,0%
Gas	0	0	1	0,0%	-100,0%
GNL	564	508	476	-9,9%	6,8%
Carbón	92	88	76	-4,3%	15,9%
Diésel	7	0	4	-97,6%	-95,5%
Eólico	10	14	8	44,3%	70,2%
<b>Total</b>	<b>1.481</b>	<b>1.305</b>	<b>1.180</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

	Mar 2011-Feb 2012	Mar 2010-Feb 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.017	3.135	-3,8%
Embalse	6.199	6.300	-1,6%
Gas	4	83	-95,7%
GNL	5.911	5.445	8,6%
Carbón	943	222	325,2%
Diésel	128	171	-25,4%
Eólico	135	150	-9,9%
<b>Total</b>	<b>16.336</b>	<b>15.505</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 11: Generación Endesa, trimestral (GWh)

	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	883	562	794	-29,2%	-36,3%
Embalse	2.100	941	1.186	-20,7%	-55,2%
Gas	4	0	1	-100,0%	-100,0%
GNL	1.272	1.071	1.501	-28,6%	-15,8%
Carbón	277	180	257	-29,9%	-34,9%
Diésel	28	7	27	-74,2%	-74,8%
Eólico	37	24	33	-27,5%	-36,2%
<b>Total</b>	<b>4.601</b>	<b>2.786</b>	<b>3.799</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## ENDESA

### Generación Histórica vs Contratos

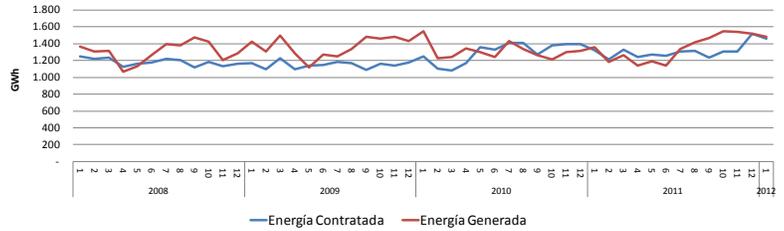
La generación real de energía para Endesa durante enero de 2011 fue de 1.481 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.460 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

### Transferencias de Energía

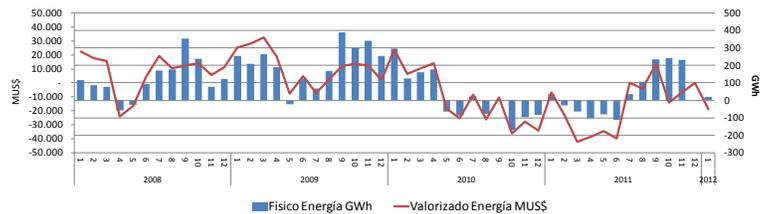
Durante el mes de enero de 2011 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 20,7 GWh, las que son valorizadas en -18,84 MMUS\$. En la Figura 23 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>1</sup>

Figura 21: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 22: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, System

<sup>1</sup> 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 -3,8% respecto a enero, con un aumento de 9,6% en relación a febrero del año 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción utilizando centrales a carbón exhibe una baja de -3,6% respecto al mes de enero, con un aumento de 53,4% en relación a febrero de 2011. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan una baja de -5,1% respecto al mes de enero.

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 febrero tuvo dos días menos que el mes de enero.

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

Tabla 12: Generación Gener, mensual (GWh)

	Ene 2012	Feb 2012	Feb 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	151	145	132	-3,8%	9,6%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	225	214	208	-5,1%	2,5%
Carbón	396	382	249	-3,6%	53,4%
Diesel	19	11	38	-44,3%	-72,5%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	9	9	8	-1,5%	13,6%
<b>Total</b>	<b>799</b>	<b>759</b>	<b>635</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Mar 2011-Feb 2012	Mar 2010-Feb 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.199	1.381	-13,2%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	1	646	-99,8%
GNL	1.788	380	370,5%
Carbón	4.555	4.244	7,3%
Diesel	502	1.182	-57,5%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	100	95	5,5%
<b>Total</b>	<b>8.146</b>	<b>7.929</b>	

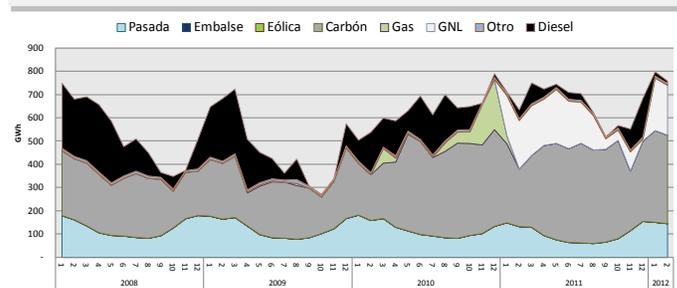
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 14: Generación Gener, trimestral (GWh)

	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	351	296	411	-28,0%	-15,7%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	1	0	35	-100,0%	-100,0%
GNL	134	439	594	-26,1%	228,1%
Carbón	1.026	777	899	-13,6%	-24,3%
Diesel	268	30	136	-78,2%	-89,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	26	18	25	-30,4%	-32,1%
<b>Total</b>	<b>1.806</b>	<b>1.559</b>	<b>2.100</b>		

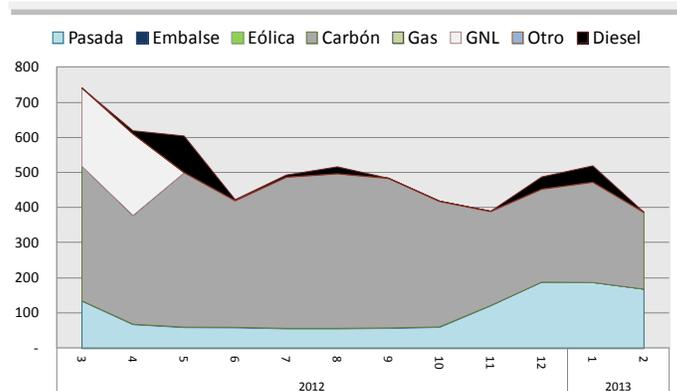
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 23: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 24: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

## GENER

### Generación Histórica vs Contratos

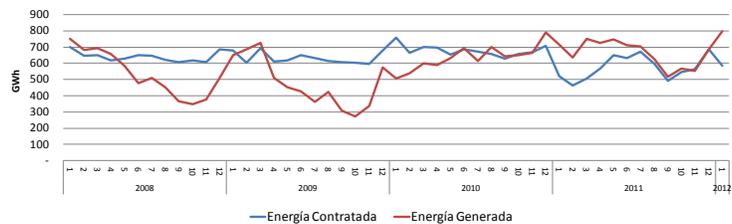
La generación real de energía para Gener durante enero de 2011 fue de 799 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 587 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot dado su carácter de excedentario.

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

### Transferencias de Energía

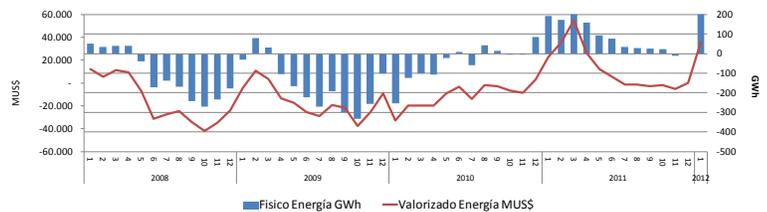
Durante el mes de enero de 2011 las transferencias de energía de Gener ascienden a 212,6 GWh, las que son valorizadas en 35,91 MUS\$. En la Figura 27 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>2</sup>

Figura 25: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 26: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

<sup>2</sup> 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 una baja de -27,4% respecto al mes de enero, con un aumento de 9,0% en relación a febrero de 2011. Las centrales de pasada, por su parte, presentan una baja en su aporte de -20,3% respecto a enero, con un aumento de 10,4% respecto a febrero de 2011.

Respecto a la generación térmica, la producción de centrales diesel presenta un alza de 59,4% respecto a enero, con un aumento de 156,5% respecto a febrero de 2011. Por su parte, las centrales que utilizan GNL como combustible principal presentan una baja de 3 GWh respecto a enero.

El análisis anterior no considera que el mes de febrero tuvo dos días menos que el mes de enero.

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

Tabla 15: Generación Colbún, mensual (GWh)

	Ene 2012	Feb 2012	Feb 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	276	220	199	-20,3%	10,4%
Embalse	253	184	169	-27,4%	9,0%
Gas	0	0	5	0,0%	-100,0%
GNL	230	223	303	-3,3%	-26,6%
Carbón	0	54	0	0,0%	0,0%
Diesel	156	248	97	59,4%	156,5%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>915</b>	<b>929</b>	<b>772</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

	Mar 2011-Feb 2012	Mar 2010-Feb 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.841	2.539	11,9%
Embalse	2.660	2.559	3,9%
Gas	11	268	-96,1%
GNL	2.229	1.561	42,8%
Carbón	150	0	0,0%
Diesel	2.174	2.403	-9,5%
Eólico	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>10.066</b>	<b>9.331</b>	

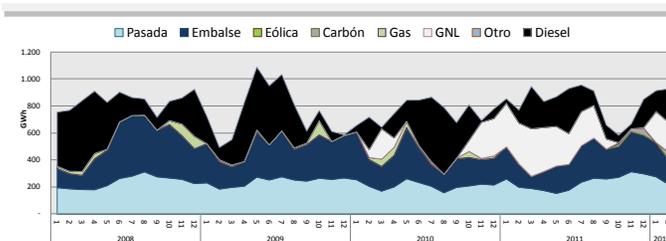
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 17: Generación Colbún, trimestral (GWh)

	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	885	496	650	-23,6%	-43,9%
Embalse	811	437	496	-12,0%	-46,1%
Gas	9	0	5	-100,0%	-100,0%
GNL	4	453	980	-53,7%	11915,1%
Carbón	95	54	0	0,0%	-42,8%
Diesel	302	404	444	-9,1%	33,6%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>2.106</b>	<b>1.844</b>	<b>2.574</b>		

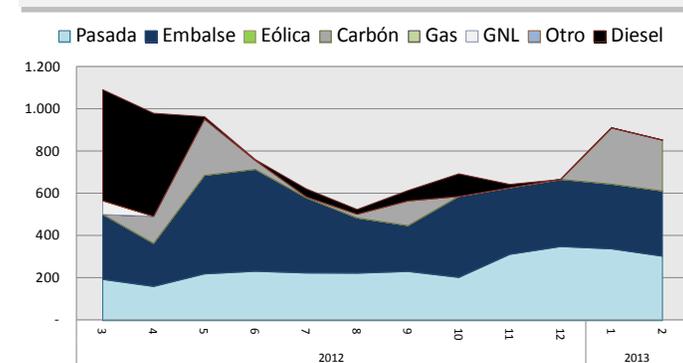
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 27: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 28: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## COLBÚN

### Generación Histórica vs Contratos

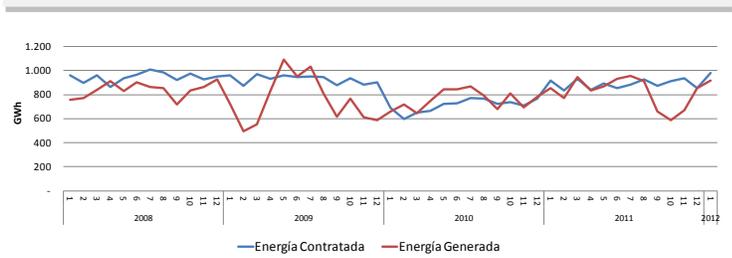
La generación real de energía para Colbún durante enero de 2011 fue de 915 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 981 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot dado su carácter de deficitario.

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

### Transferencias de Energía

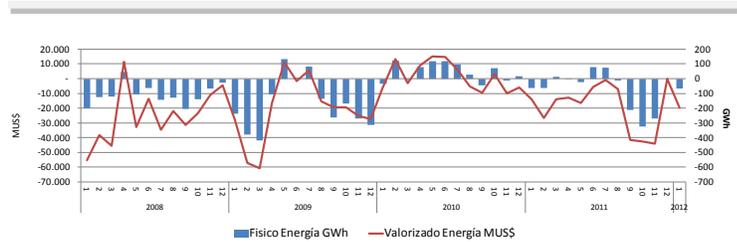
Durante el mes de enero de 2011, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -65,2 GWh, las que son valorizadas en -19,75 MMUS\$. En la Figura 31 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>3</sup>

Figura 29: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 30: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

<sup>3</sup> 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.

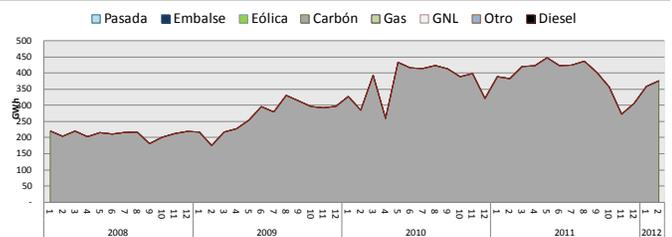
## GUACOLDA

Durante el mes de febrero, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe un alza de 4,8% respecto al mes de enero, con una disminución de -1,8% en relación a febrero de 2011.

El análisis anterior no considera que el mes de febrero tuvo dos días menos que el mes de enero.

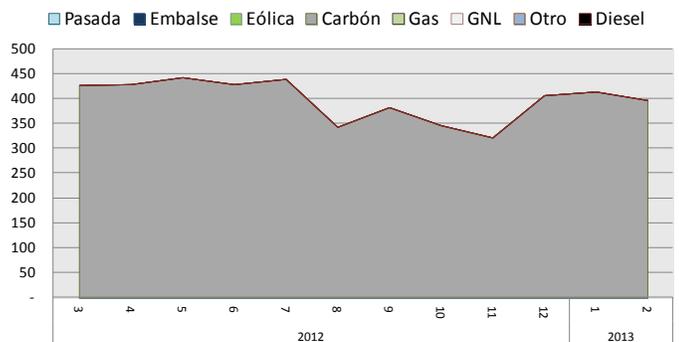
En la Figura 33 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 31: Generación histórica Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 32: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 18: Generación Guacolda, mensual (GWh)

	Ene 2012	Feb 2012	Feb 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	359	377	383	4,8%	-1,8%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>359</b>	<b>377</b>	<b>383</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

	Mar 2011-Feb 2012	Mar 2010-Feb 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	4.657	4.642	0,3%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>4.657</b>	<b>4.642</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 20: 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	736	1.194	-38,4%	-21,5%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>938</b>	<b>736</b>	<b>1.194</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## GUACOLDA

### Generación Histórica vs Contratos

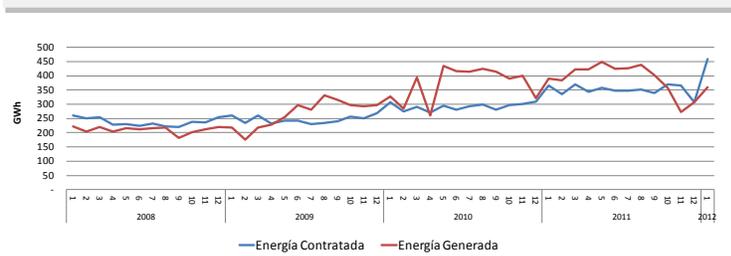
La generación real de energía para Guacolda durante enero de 2011 fue de 359 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 459 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario.

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

### Transferencias de Energía

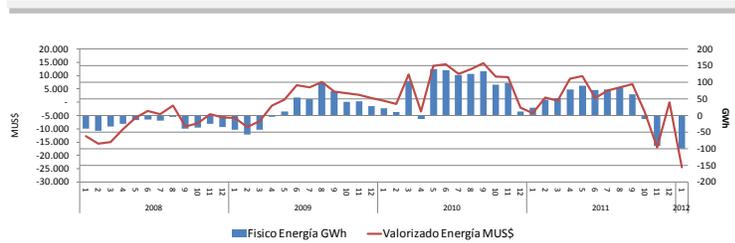
Durante el mes de enero de 2011, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a -99,5 GWh, las que son valorizadas en -24,41 MMUS\$. En la Figura 35 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>4</sup>

Figura 33: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 34: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

<sup>4</sup> 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.

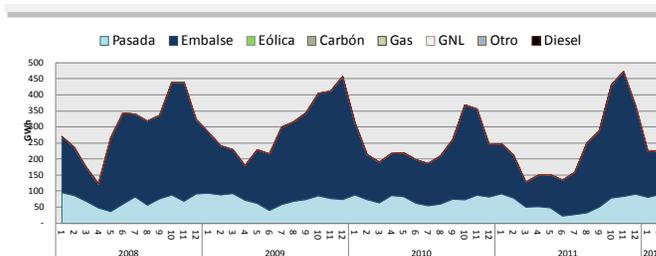
## PEHUENCHE

Durante el mes de febrero, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de -4,3% respecto al mes de enero, con un aumento de 2,7% en relación a febrero de 2011. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra un alza de 11,4% respecto a enero, con un aumento de 14,3% en relación a febrero de 2011.

El análisis anterior no considera que el mes de febrero tuvo dos días menos que el mes de enero.

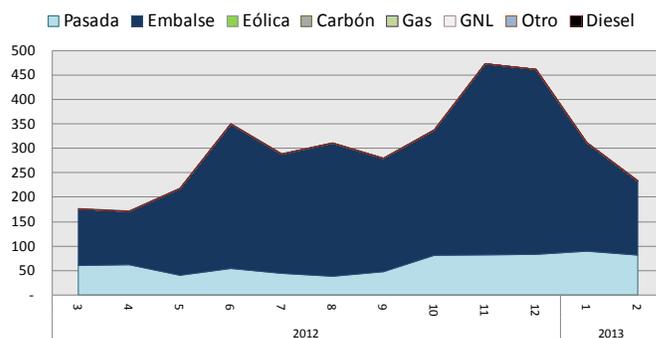
En la Figura 37 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 35: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 36: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 21: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

	Ene 2012	Feb 2012	Feb 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	81	90	79	11,4%	14,3%
Embalse	143	137	133	-4,3%	2,7%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>224</b>	<b>227</b>	<b>212</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

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

	Mar 2011-Feb 2012	Mar 2010-Feb 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	710	900	-21,1%
Embalse	2.272	2.014	12,8%
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%
<b>Total</b>	<b>2.982</b>	<b>2.914</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 23: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	254	171	221	-22,6%	-32,6%
Embalse	1.016	280	367	-23,9%	-72,5%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>1.270</b>	<b>451</b>	<b>589</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

## PEHUENCHE

### Generación Histórica vs Contratos

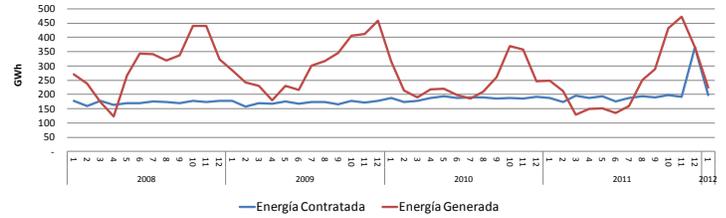
La generación real de energía para Pehuenche durante enero de 2011 fue de 224 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 197 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

### Transferencias de Energía

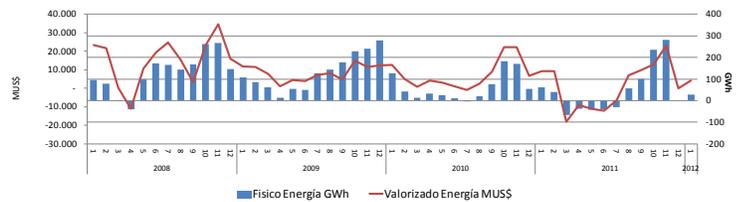
Durante el mes de enero de 2011 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 26,8 GWh, las que son valorizadas en 4,08 MMUS\$. En la Figura 39 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>5</sup>

Figura 37: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 38: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, System

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

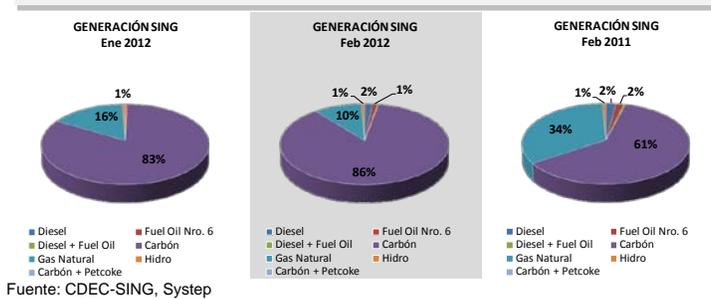
# SING

## Sistema Interconectado del Norte Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 39: Energía mensual generada en el SING



### Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de febrero de 2012 la generación de energía en el SING disminuyó en un 6,1% respecto a enero, con un aumento de 14,4% respecto a febrero de 2011.

Se observa que la generación diesel aumentó en un 1.635,6% con respecto a enero, mientras que la generación a carbón disminuyó en un 2,5%. La generación con gas natural disminuyó en un 40,3% respecto al mes pasado.

En la Figura 41 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2008. En el pasado, ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Durante el mes de febrero del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 88 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa un aumento de 36,3% respecto al mes anterior.

Figura 40: Generación histórica SING (GWh)

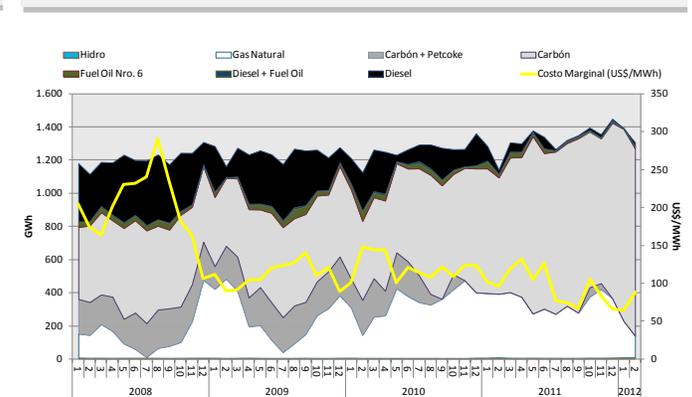


Figura 41: Generación histórica SING (%)

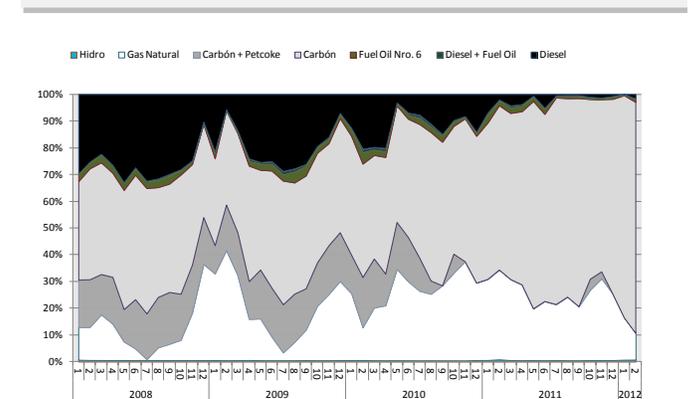
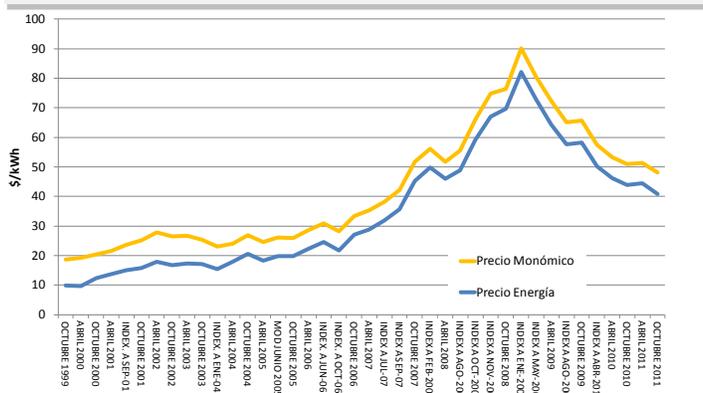
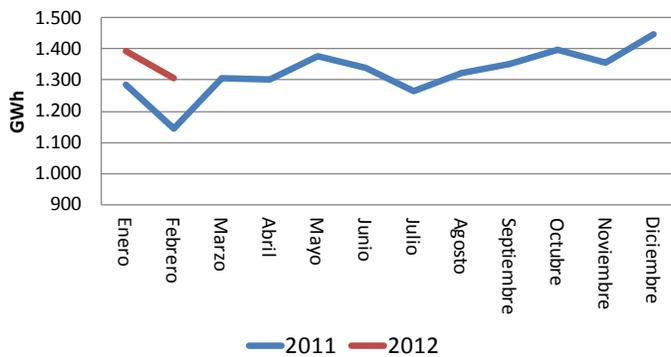


Figura 42: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Syste

Figura 43: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Syste

## Evolución del Precio Nudo de corto plazo

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

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

## Generación de Energía

En el mes de febrero, la generación real del sistema fue de 1.306 GWh. Esto representa un aumento de 14,4% con respecto al mismo mes del 2011.

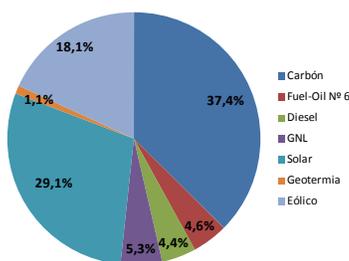
La generación acumulada a febrero del año 2012 es de 2.698 GWh, lo que comparado con los 2.427 GWh acumulados al mismo mes del año 2011, representa un aumento de 11,2%.

Tabla 24: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.770	3.500
Fuel-Oil N° 6	216	302
Diesel	207	340
GNL	250	155
Solar	1.376	3.909
Geotermia	50	180
Eólico	857	1.997
<b>TOTAL</b>	<b>4.727</b>	<b>10.383</b>
Aprobado	3.571	7.863
En Calificación	1.156	2.520
<b>TOTAL</b>	<b>4.727</b>	<b>10.383</b>

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 44: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, SysteP

Tabla 25: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	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
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 Fotonos de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Crucero Solar	Energías Renovables Fotonos de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Parque Eólico Calama	E-CL S.A.	128	280	07-06-2011	Aprobado	Eólico	Base	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Central Sol del Loa	VENTUS SOLARIS S.A.	110	296	02-11-2011	En Calificación	Solar	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	Aprobado	Carbón	Base	I
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
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
Parque Solar Almonte	Andes Mainstream SpA	75	250	29-12-2011	En Calificación	Solar	Base	I
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 N° 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gabý	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoeléctrica Parinacota	Termoeléctrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	XV
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 N° 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	En Calificación	Solar	Base	XV
Planta Solar Fotovoltaica Arica I	Arica Solar Generación 1 Limitada	18	70	05-12-2011	En Calificación	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 Electrónicos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, SysteP

## Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

En la Tabla 25 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de febrero de 2012, considerando aquellos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 4.727 MW (1.156 MW en calificación), con una inversión de 10.383 MMUS\$.

Destaca en el ingreso a evaluación de la central fotovoltaica La Tirana Solar I (I Región), de 34 MW e inversión de 95 MMUS\$, y de la Central de GNL Illapa (II Región), de 250 MW e inversión de 155 MMUS\$.

## Análisis Precios de Licitación SING

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

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US\$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 26). Los indexadores definidos por Edelnor dependen en un 59,4% de la variación del índice de precios del GNL y en un 40,6% de la variación del CPI.

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Feb-12	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	87,72	2012

## Precios de combustibles

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

Figura 45: Valores informados por las Empresas

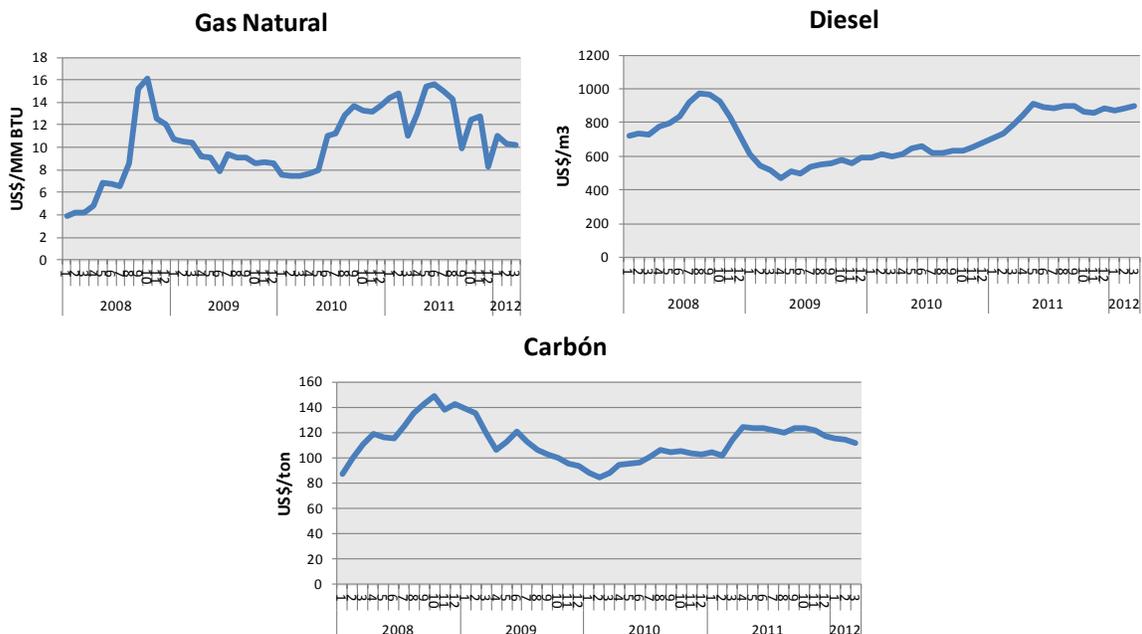


Tabla 27: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2008	2009	2010	2011	2012
Enero	204	112	101	102	65
Febrero	174	90	148	96	88
Marzo	164	92	144	119	-
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, Syste

## Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

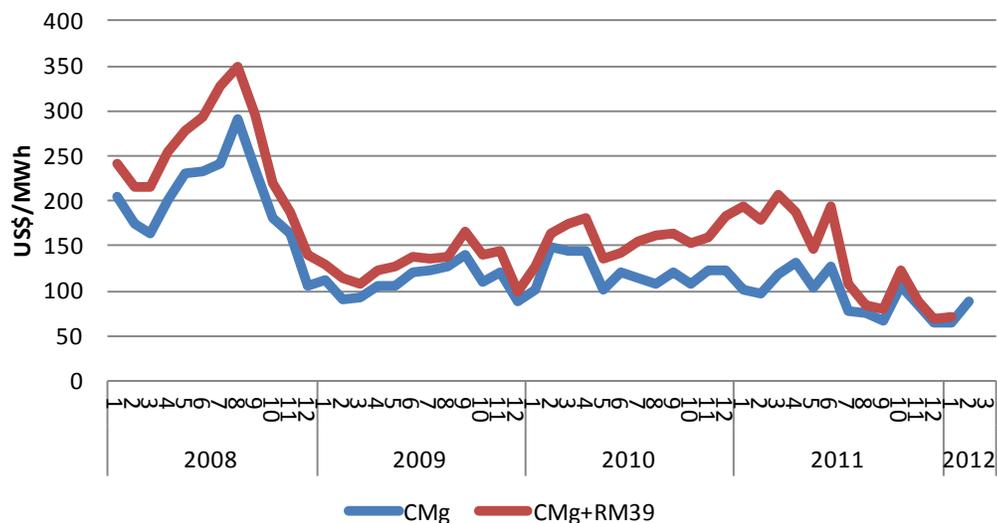
### Valores Históricos

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 febrero, el costo marginal fue de 88 US\$/MWh, lo que representa una disminución de 8,3% respecto al mismo mes del año anterior y un aumento de 36,3% respecto al mes de enero 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 47 muestra la evolución del costo marginal en la barra de Crucero 220, incluyendo el valor de la RM39 con datos disponibles a partir de febrero de 2007 y hasta el mes de enero de 2011, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de enero. 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 enero, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 5,7 US\$/MWh.

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



Fuente: CDEC-SING, Syste

## Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 1 de marzo de 2012 es de 61,397 \$/kWh, que representa un aumento de 1,39% respecto al Precio Medio Base (60,556 \$/kWh) definido en la fijación de octubre de 2011.

## Análisis Parque Generador

### Unidades en Construcción

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

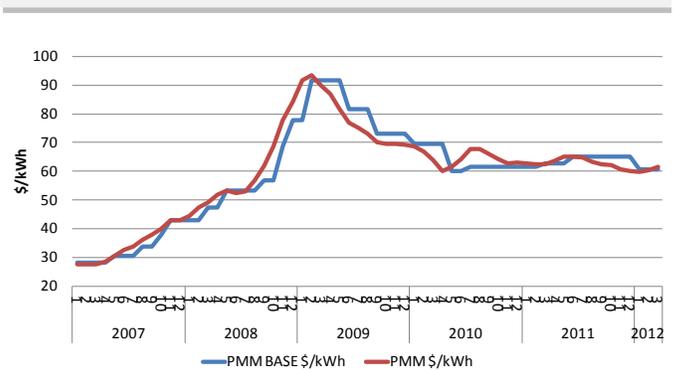
Durante el año 2011 destacó la entrada en operación en abril de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), filial de AES Gener; la entrada en julio de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW), filial de E-CL; la entrada en agosto de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), también filial de E-CL;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

### Unidades en Mantenición

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

- ANG1 (Angamos): 270 MW en mayo.
- CTTAR (Tarapacá): 158 MW en marzo y abril.
- U10 (Tocopilla): 38 MW en mayo.
- U12 (Tocopilla): 85 MW en abril y mayo.
- U16 (Tocopilla): 280 MW en marzo.
- TV1C (Atacama): 135 MW en abril.
- CTH1 (Hornitos): 165 MW en abril.

Figura 47: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systeop

Tabla 28: Futuras centrales generadoras en el SING

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

Fuente: CNE, CDEC-SING

## Resumen Empresas

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

Al mes de febrero de 2012, el actor más importante del mercado es E-CL, con un 56% de la producción total de energía, seguido por AES Gener y Norgener, con un 18% y 14%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que AES Gener aumentó su producción en un 7,7% en relación a enero de 2011. Por su parte GasAtacama, Norgener, Celta y E-CL vieron para el mismo período disminuida su producción en un 54,5%, 8,0%, 6,0% y 0,8%, respectivamente. En la Figura 49 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 50 se presentan las transferencias de energía de las empresas en enero de 2011. Se observa que el mayor cambio con respecto al mes anterior se da en Celta, la cual cambió su condición de deficitaria a excedentaria.

Figura 48: Energía generada por empresa, mensual

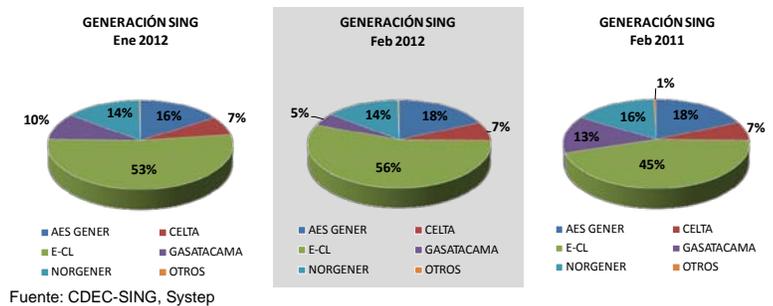
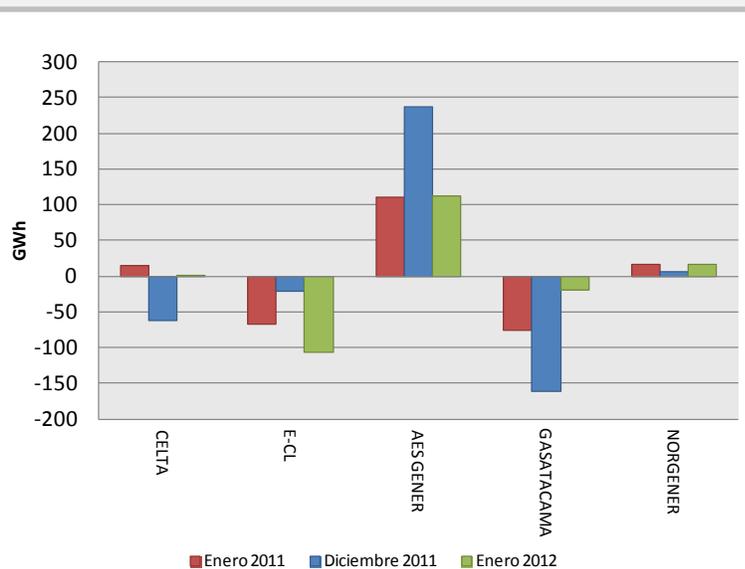


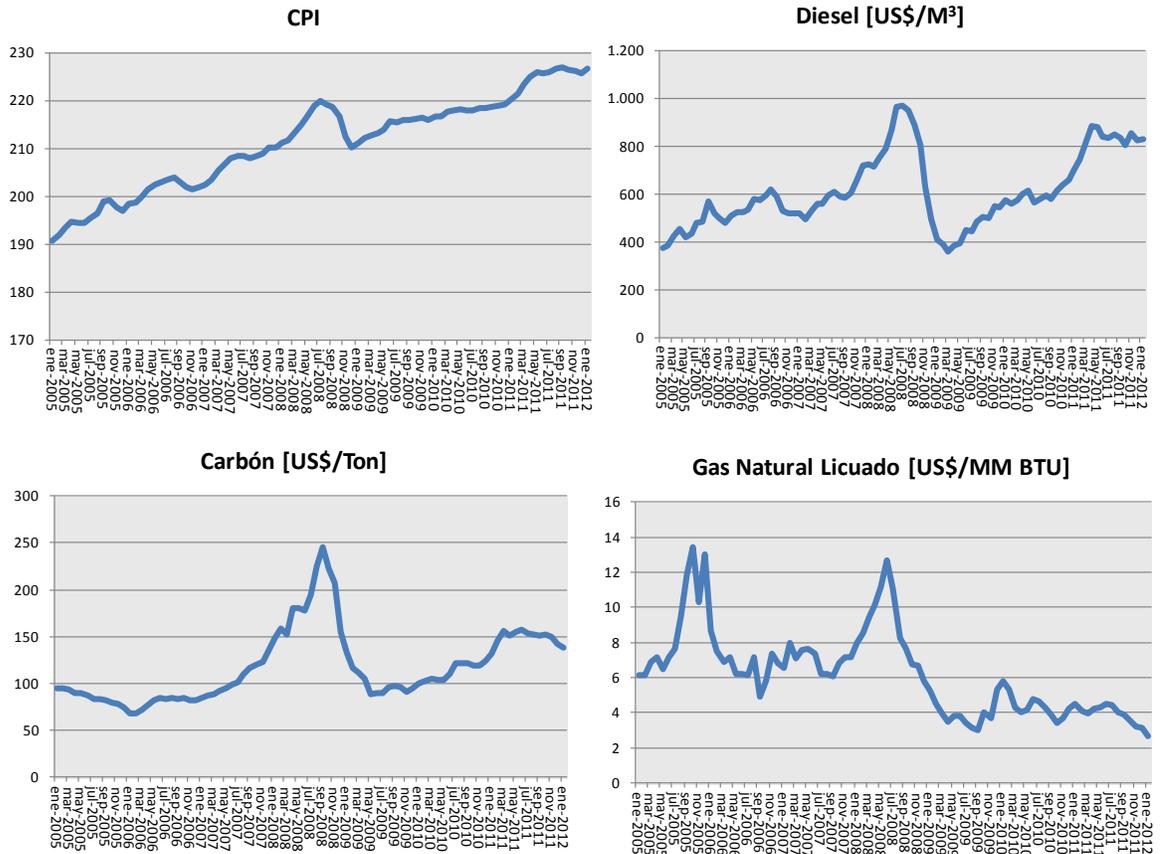
Figura 49: Transferencias de energía por empresa, mensual



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

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Feb-12 Barra Suministro	Indexado Feb-12 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	89,4	88,7	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	88,9	88,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	89,2	89,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	88,7	88,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	89,2	89,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	89,8	89,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	90,8	90,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	91,3	91,3	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	92,5	92,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	98,1	98,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	98,3	98,3	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	120,4	120,4	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	107,2	107,2	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	72,0	70,6	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	108,8	101,6	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	100,2	97,6	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	100,3	97,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	92,5	91,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	129,7	121,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,7	121,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,7	121,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,7	121,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,7	121,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,7	121,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,7	121,1	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	88,4	90,8	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	90,0	92,5	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	62,2	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	170,7	159,4	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	170,7	159,4	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	170,7	159,4	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	170,7	159,4	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	170,7	159,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	59,4	58,6	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	66,9	66,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	106,5	99,4	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	58,7	58,2	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	59,0	58,5	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	59,0	59,0	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	58,0	58,0	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	106,8	106,8	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	64,2	64,2	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	54,4	55,9	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	56,6	55,5	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	56,6	55,5	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	170,7	159,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	170,7	159,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	170,7	159,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	170,7	159,4	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	170,7	159,4	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	82,8	82,1	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	115,3	107,7	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	170,7	159,4	2010

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio		Fórmula de Indexación						
			US\$/MWh	CPI	Coal	LNG	Diesel	CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,37	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Endesa	170	57,91	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Colbun	700	55,50	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Endesa	1.500	47,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Saesa	Colbun	1.500	53,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Colbun	582	54,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
EMEL	Endesa	877	55,56	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
EMEL	AES Gener	360	58,95	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
EMEL	AES Gener	770	52,49	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
Chilectra	Endesa	1.700	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Endesa	1.500	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Colbun	500	58,60	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	58,26	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	57,95	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	AES Gener	1.800	65,80	206,69	97,75	7,31	573,36	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	86,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,60	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,20	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	408	96,02	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	442	96,12	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Campanario	900	104,19	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	100	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	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 febrero, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un 15,4% respecto al mismo mes del año anterior, de un -13,2% en comparación al mes recién pasado, y de un 1,5% en relación a los últimos 12 meses.

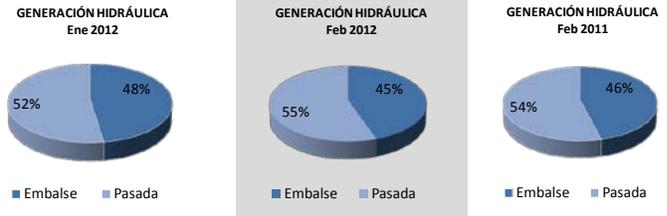
Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de 12,1% respecto al mismo mes del año anterior, de un -18,5% en comparación al mes pasado, y de un 2,4% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de 18,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -8,4% en comparación al mes recién pasado, y de un 0,5% en relación a los últimos 12 meses.

El análisis anterior no considera que el mes de febrero tuvo dos días menos que el mes de enero.

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

	Ene 2012	Feb 2012	Feb 2011
Embalse	913	744	664
Pasada	1.006	921	779
<b>Total</b>	<b>1.919</b>	<b>1.665</b>	<b>1.443</b>



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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

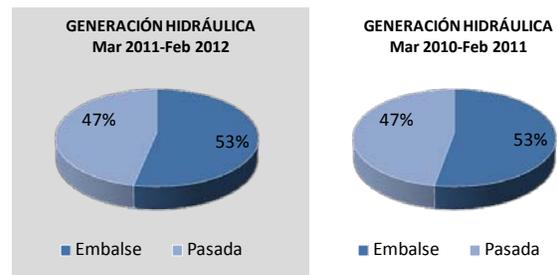
	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1
Embalse	3.926	1.657	2.050
Pasada	3.019	1.926	2.511
<b>Total</b>	<b>6.945</b>	<b>3.584</b>	<b>4.560</b>



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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

	Mar 2011-Feb 2012	Mar 2010-Feb 2011
Embalse	11.132	10.874
Pasada	9.752	9.703
<b>Total</b>	<b>20.884</b>	<b>20.577</b>

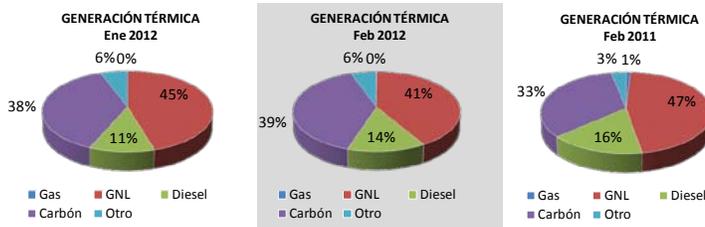


Fuente: CDEC-SIC, SysteP

ANEXO III

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

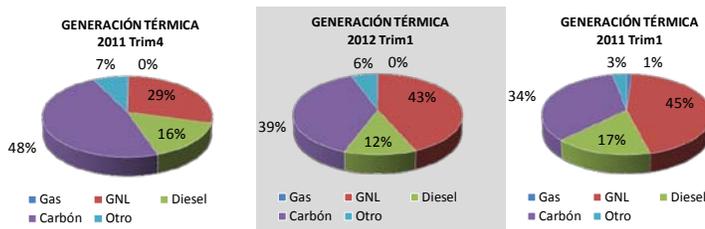
	Ene 2012	Feb 2012	Feb 2011
Gas	0	2	19
GNL	1.019	944	987
Diesel	250	310	346
Carbón	847	901	708
Otro	128	126	67
<b>Total</b>	<b>2.244</b>	<b>2.283</b>	<b>2.126</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

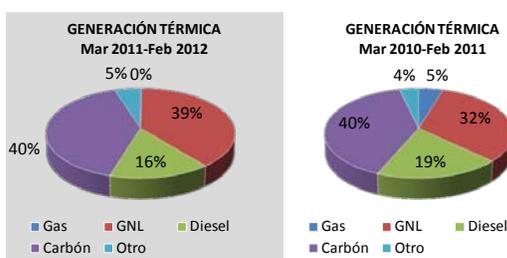
	2011 Trim4	2012 Trim1	2011 Trim1
Gas	14	2	72
GNL	1.410	1.963	3.074
Diesel	761	560	1.140
Carbón	2.336	1.748	2.351
Otro	356	254	203
<b>Total</b>	<b>4.877</b>	<b>4.527</b>	<b>6.841</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Mar 2011-Feb 2012	Mar 2010-Feb 2011
Gas	68	1.077
GNL	9.929	7.386
Diesel	3.994	4.448
Carbón	10.305	9.108
Otro	1.264	846
<b>Total</b>	<b>25.559</b>	<b>22.865</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systep

### Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de febrero, muestra una variación de un 7,4% respecto al mismo mes del año anterior, de un 1,7% en comparación al mes recién pasado, y de un 11,8% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas, presenta una variación en su aporte de un -90,6% respecto al mismo mes del año anterior, de un 345,3% en comparación al mes recién pasado, y de un -93,7% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de -4,4% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un -7,3% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de -10,2% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 24,4% en comparación al mes recién pasado, y de un -10,2% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 27,2% respecto al mismo mes del año anterior, de un 6,3% en comparación al mes recién pasado, y de un 13,1% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, el aporte de las centrales que utilizan otro tipo de combustibles térmicos no convencionales, se presentan con una variación de 89,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -1,7% en comparación al mes recién pasado, y de un 49,4% en relación a los últimos 12 meses.

El análisis anterior no considera que el mes de febrero tuvo dos días menos que el mes de enero.

## Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Central de Pasada Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	210	400,0	07-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Cabo Leones	Ibereólica Cabo Leones I.S.A.	170	356,0	28-09-2011	En Calificación	Eólico	Base	III
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa .	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158	348	20-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidreléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Parque Eólico Ancud	Callis Energía Chile Ltda,	120	250	30-11-2011	En Calificación	Eólico	Base	X
Parque Eólico Chilé	EcoPower SAC	112	235	04-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Parque Eólico Renaico	Endesa Eco	106	240	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	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96	36	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº2	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90	41	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74	150	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Llanquihue	Ener-Renova	74	165	30-11-2010	Aprobado	Eólico	Base	X

## ANEXO IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
DIA Parque Eólico El Pacifico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo IFO 180	Base	III
Central Geotérmica Curacautín	GGE CHILE SpA	70	330	08-03-2012	En Calificación	Geotérmica	Base	VIII
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69	82	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69	168	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallenar	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil N° 6	Base	III
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66	123	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229	02-01-2008	Aprobado	Diesel N° 2	Base	VII
Parque Eólico Kúref	Te-Eólica S.A.	61,2	150	07-07-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel N° 6	Base	III
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Llay-Llay	Servicios Eólicos S.A	56	108	24-02-2011	En Calificación	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Pirquenes	SW Business S.A.	50	82	22-01-2010	Aprobado	Carbón	Base	VIII
PARQUE EOLICO LA CEBADA	PARQUE EOLICO LA CEBADA LIMITADA	48	0	04-04-2011	En Calificación	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48	108	17-06-2010	Aprobado	Eólico	Base	IX
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Parque Eólico Pacifico	ECOINGENIEROS LTDA	40	80	08-03-2012	En Calificación	Eólico	Base	X
PARQUE EOLICO CUEL KUeEólico	Andes Mainstream SpA	36,8	75	21-07-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH-	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chiló S.A.	36	100	27-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central de Energía Renovable No Convencional (ERNC) Tagua Tagua	Consorcio Energético Nacional S.A.	35	95	18-08-2010	Rechazado	Biomasa	Base	VI
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	31,0	73	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Central Hidroeléctrica La Mina	Colbún S.A.	30,0	74	13-04-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Planta fotovoltaica Denersol III, 30 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama.	Denersol III SPA	30,0	128	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	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad: Minicentrales El Salto y El Mocho	Hidroenersur S.A.	24	48	25-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	38	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43	11-11-2009	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Aumento de Potencia Central Hidroeléctrica El Paso 60 MW	Hidroeléctrica El Paso Ltda.	21,8	135	05-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	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	03-02-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad	ENDESA	20,0	184	25-11-2011	En Calificación	Carbón	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua	Electro Austral Generación Limitada	20,0	50	25-03-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTLA S.A.	20,0	31	24-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII

ANEXO IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20	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	60,0	30-11-2010	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	20	50,0	09-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoquén	Hidroangol S.A.	19	45,0	02-06-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Carilafquén-Malcalhue	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Homopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Baquedano	Inversiones Baquedano Limitada	18	56	09-05-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas de Pasada Florín II y Florín III	Empresa Eléctrica Florín S.P.A.	16,5	54	01-03-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Central Eléctrica Cenizas	Eléctrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Ucuquer	Energías Ucuquer S.A.	16,2	36,0	23-11-2011	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	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central ERNC Santa Marta	Empresa Consorcio Santa Marta S.A.	14	36	10-06-2011	Aprobado	Biogás	Base	RM
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14	40	02-09-2009	Aprobado	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celulosa SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
Ampliación y Modificación Parque Eólico El Arrayán	Parque Eólico El Arrayán Spa	13,8	278	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 N° 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmer - Correntoso	Hidroaustrial S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Providencia	Inversiones Herborn Ltda.	13	30	14-12-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Conjunto Hidroeléctrico Bonito	HIDROBONITO S.A.	12	30	13-04-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Proyecto MDL "Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada El Pinar"	Aaktei Energía SpA	11,5	19,5	27-02-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada El Pinar	Aaktei Energía SpA	11,5	19,5	08-02-2012	Desistido	Hidráulica	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	-	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central 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 Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Modificación de Proyecto Central Hidroeléctrica Butamalal	RP Butamalal Hidroeléctrica S.A.	9,0	28	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 Píruquina	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 Bio-Bio Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte N° 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallena	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SC	III

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
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	En Calificación	Diesel	Respaldo	V
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6	15	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Colbún S.A.	6	12	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SIC	VII
Central de Pasada Tacura	Mario García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Mini Central Hidroeléctrica 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	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Paso La Flor	Empresa Eléctrica La Flor S.A.	5,4	5	07-10-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hidroaustral S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Hierros II, Obras de Generación y Transmisión	Besalco Construcciones S.A	5,1	16	12-03-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DONGO	HIDROELECTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	SouthPacific Korp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELECTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Grupos de Generación Eléctrica - TEHMCO S.A.	TEHMCO S.A.	4,5	0	01-06-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	RM
Central Hidroeléctrica Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	4,3	9	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Río Isla	Eléctrica Río Isla S.A.	4,2	10	10-05-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoraillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4	10-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Las Mercedes	Casablanca Generación S.A.	3,5	13,5	21-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao	Hidroensur 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	11,3	04-08-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VII

## 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](mailto:hrudnick@systep.cl)

Sebastian Mocarquer Grout

*Gerente General*

[smocarquer@systep.cl](mailto:smocarquer@systep.cl)

Pedro Miquel Durán

*Ingeniero Senior*

[pmiquel@systep.cl](mailto:pmiquel@systep.cl)

Pablo Jiménez Pinto

*Ingeniero de Estudios*

[pjimenez@systep.cl](mailto:pjimenez@systep.cl)

Pablo Lecaros Vargas

*Ingeniero de Estudios*

[plecaros@systep.cl](mailto:plecaros@systep.cl)

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

[www.systep.cl](http://www.systep.cl)

Contacto:

[reporte@systep.cl](mailto: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.

