

# Reporte Sector Eléctrico

*SIC-SING*

Abril 2010



## Contenido

### Artículos de interés especial

Editorial	2
SIC	5
Análisis General	7
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	10
Estado de los Embalses	12
Análisis Precios de los Combustibles	13
Análisis Precios Spot	14
Análisis Precio Medio de Mercado	15
RM 88	15
Análisis Parque Generador	16
Resumen Empresas	18
SING	27
Análisis General	28
Análisis Precio de Licitación	31
Análisis Precios de los Combustibles	31
Análisis Precios Spot	32
Análisis Precio Medio de Mercado	33
Análisis Parque Generador	33
Resumen Empresas	34
ANEXOS	35
Índice Precio de Combustibles	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
Generación del SIC bajo Hidrología Seca	
RM88	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

## Noticias

Seguridad en sistema energético está cercana al 100%. (Fuente: Estrategia, 09/04/10)

SN Power reestructura operaciones y aleja a ejecutivos de su mayor proyecto en Chile. (Fuente: Diario Financiero, 09/04/10)

Terremoto: CGE informó daños por US\$ 17 millones. (Fuente: Diario Financiero, 09/04/10)

Ministerio de Medio Ambiente evalúa hacer modificaciones a norma que regula emisiones 2,5. (Fuente: Diario Financiero, 07/04/10)

Ministro Raineri descartó eliminar tarifas puntas en zonas afectadas. (Fuente: Estrategia, 06/04/10)

Endesa y Colbún fichan a Daniel Fernández para asumir el megaproyecto HidroAysén. (Fuente: El Mercurio, 05/04/10)

Colbún activa proyecto de central Sta. María II. (Fuente: El Mercurio, 31/03/10)

Demanda eléctrica registraría crecimiento nulo durante 2010. (Fuente: El Mercurio, 26/03/10)

Ministerio de Medio Ambiente sufre retraso por decisión de gobierno. (Fuente: Diario Financiero, 25/03/10)

Metrogas devuelve a Colbún gas natural que le cedió en la crisis. (Fuente: Diario Financiero, 24/03/10)

Mayor seguridad del suministro eléctrico podría subir cuentas de la luz. (Fuente: Estrategia, 19/03/10)

CDEC-SIC descarta posibilidad de apagón en el corto plazo. (Fuente: La Tercera, 18/03/10)

Descubrimiento de petróleo en el yacimiento Guanaco. (Fuente: El Pingüino, 17/03/10)

Gobierno: falla de transformador en el Biobío produjo corte de energía entre Taltal y Chiloé. (Fuente: La Tercera, 15/03/10)

Conama aprueba a última hora polémica norma ambiental que afecta a industriales. (Fuente: Diario Financiero, 11/03/10)

## Editorial

Se analizan tres temas de interés del sector eléctrico. El primero de ellos tiene relación con los efectos del terremoto ocurrido en la zona centro-sur del país sobre la demanda por energía del Sistema Interconectado Central, y las proyecciones del mercado en el mediano plazo. El segundo de los temas a tratar corresponde a la aplicación del Procedimiento de Cálculo del Precio de Nudo Promedio publicado por la autoridad en el mes de diciembre de 2009, para efectos del cumplimiento de lo establecido en los Artículos 157° y 158° del DFL N° 4. Finalmente se explica la llegada del GNL al Sistema Interconectado del Norte Grande.

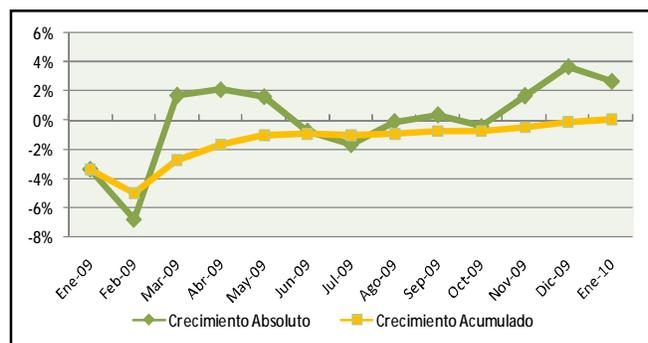
### Análisis de la Demanda

Los efectos de un desastre natural como el que sufrió el país en el mes de febrero resultan relevantes para todos los mercados, teniendo implicancias sobre el crecimiento de las actividades productivas tanto en el corto como en el mediano plazo.

Al cierre del año 2009, incluyendo además el mes de enero de 2010, las expectativas de la industria apuntaban a una recuperación de la actividad y la demanda interna, después de un periodo de recesión a nivel mundial. De acuerdo a lo indicado en el Informe de Política Monetaria (IPOM) publicado por el Banco Central de marzo de 2010, el PIB cayó en un 1,5% en el 2009.

Se esperaba que la recuperación de la actividad estuviera acompañada de un aumento en el consumo energético, con una recuperación en las tasas de consumo de energía y el correspondiente crecimiento en la demanda, situación que no se presentaba desde el año 2008. En la Figura 1 se ilustra la variación en la generación de energía durante todo el año 2009 y comienzos del 2010, en donde se observa como el mercado eléctrico retornaba paulatinamente a escenarios similares a los presentados en fechas anteriores a la crisis del año 2008. Cabe destacar, que el sector eléctrico es tradicionalmente considerado el "barómetro de la economía", dada la alta correlación existente entre el PIB y el consumo de energía.

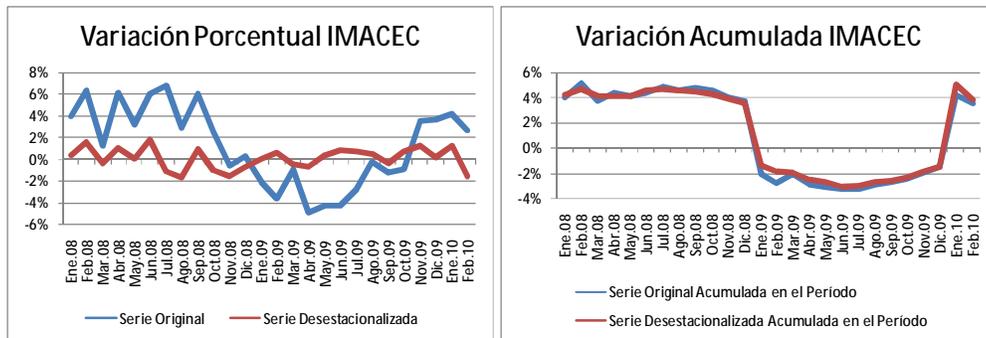
Figura 1: Crecimiento de la generación de energía



En este contexto, se produjo el terremoto y maremoto en la zona centro-sur del país, impactando todas las actividades económicas, y en particular el sector eléctrico<sup>1</sup>. En su análisis de la economía global del país, el Informe de Política Monetaria indica que, considerando tanto los antecedentes coyunturales previos al terremoto como los efectos de este fenómeno en el corto y mediano plazo, se estima un crecimiento del PIB para el 2010 de entre 4,25% y 5,25%, rango menor que el previsto en diciembre (4,5% y 5,5% respectivamente). La revisión a la baja del escenario de crecimiento para este año se fundamenta en que los efectos inmediatos del terremoto y maremoto sobre la actividad económica predominarán sobre el incremento que provocarán los esfuerzos de reconstrucción.

Otro de los indicadores utilizados para monitorear el estado de la economía es el Índice Mensual de Actividad Económica (IMACEC), el cual permite estimar la evolución de la producción de bienes y servicios realizada durante el mes en la economía. La Figura 2 permite observar la evolución del índice, tanto en su variación porcentual como acumulada.

Figura 2: Índice Mensual de Actividad Económica



En las figuras anteriores se puede observar la mejora que experimentó la economía a partir del segundo semestre de 2009, y la caída brusca durante el mes de febrero de 2010 dado el efecto terremoto en el sector productivo, alcanzando con esto un nivel similar a lo ocurrido a fines del año 2008.

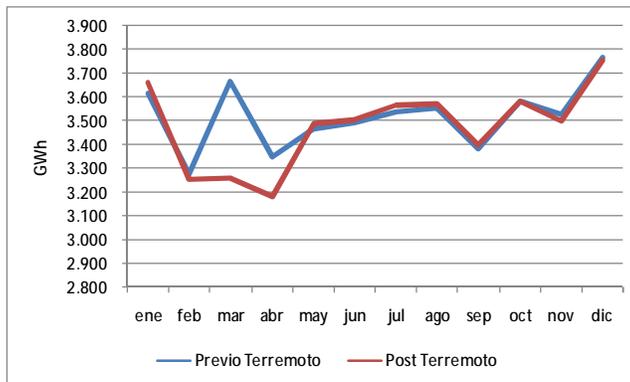
Si se considera la relación histórica entre el PIB y el consumo de energía que presenta el país, con la corrección hecha por el Banco Central del PIB, análisis estadísticos darían cuenta de una tasa de crecimiento de la energía para el año 2010 del orden de 5%. Por otro lado, desde el punto de vista eléctrico propiamente tal, el impacto del movimiento telúrico en la generación de energía durante marzo de 2010 significó una reducción de 10,3% respecto a la producción del mismo mes del año 2009, debido principalmente a una menor actividad industrial de la zona sur.

En términos acumulados, en lo que va del año, el SIC ha producido un total de 10.173 GWh lo que representa una caída de 2,7% en comparación al año 2009. Esta reducción en la generación se presenta como un claro indicador del efecto terremoto en la demanda por energía. En esta línea, la proyección del consumo por parte del CDEC muestra disminuciones respecto al año anterior, reflejando un estancamiento de la economía en el corto plazo. Tomando en cuenta el programa de operación a 12 meses publicado por el CDEC-SIC durante este mes, se proyecta un crecimiento nulo del sistema. En la Figura 3 se puede apreciar la proyección de la generación resultante, la que contrasta fuertemente en los primeros meses del año con la visión que tenía el CDEC antes de la ocurrencia del evento sísmico, escenario en el que se proyectaba un crecimiento de la energía para el 2010 de 1,2%.

Dada la vinculación histórica existente entre el PIB y el consumo de energía del país, de ser efectiva la proyección realizada por el IPOM, se podría esperar un crecimiento positivo de la demanda, a diferencia de lo que espera hoy el CDEC. Esta visión se refuerza si se toma en cuenta la proyección realizada por la CNE para efectos de su Informe Preliminar de Precios de Nudo, que considera una tasa de crecimiento de la demanda para el año 2010 de un 3,2%.

<sup>1</sup>Las consecuencias inmediatas del sismo en el sector eléctrico fueron descritas en la editorial del mes de marzo.

Figura 3: Proyección de la generación 2010 (CDEC)



### **Aplicación de los Precios de Nudo de Largo Plazo**

A partir de enero de 2010 entraron en vigencia en el SIC los nuevos contratos de suministro con las empresas distribuidoras durante los procesos de licitaciones, dando de esta forma cumplimiento a lo establecido en los Artículos 157° y 158° del DFL N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, en lo que se refiere al cálculo del Precio de Nudo de Largo Plazo que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deben traspasar a sus clientes regulados. Dichos contratos totalizan aproximadamente 21.000 GWh/año y los precios definidos reemplazan al precio de nudo determinado por la autoridad.

Con fecha de diciembre de 2009, la CNE hizo público el procedimiento de cálculo del Precio de Nudo Promedio, que permite determinar el Precio Nudo Promedio de Energía (PNEP) y los ajustes o recargos que correspondan. El cálculo se lleva a cabo mediante la aplicación de las siguientes etapas:

- Cada distribuidora debe traspasar a sus clientes el promedio ponderado por energía de cada uno de sus contratos
- Si el precio que una distribuidora cobra a sus clientes supera en un 5% el promedio del sistema, entonces se deben ajustar tales valores. Para efectos de esta comparación se deben referir a un mismo nodo. Cabe destacar que los factores de modulación se determinan a partir de la fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente al momento del llamado de licitación correspondiente, sin actualizaciones posteriores.
- Se calcula el precio promedio del sistema como el promedio ponderado de los valores de cada distribuidora referidos a un nodo común.
- Luego, las distribuidoras que registren valores superiores al 5% del precio promedio del sistema deben ajustar el precio que traspasan a sus clientes aplicando un ajuste a todos sus puntos de suministro. Este ajuste es tal, que el nuevo PNEP resulta igual a 1,05 veces el promedio del sistema.
- Los valores del ajuste se despejan de un sistema de ecuaciones lineal con tantas incógnitas como distribuidoras tengan precios sobre el 5%.
- Para mantener la cantidad total de pagos del sistema constante, el resto de las empresas deben recargar en R el precio que traspasan a sus clientes, recargo que debe ser igual para todas las distribuidoras y que es calculado a partir del ajuste determinado anteriormente
- De esta forma, los precios que las distribuidoras traspasan a sus clientes se calculan a partir de adición o sustracción del ajuste o el recargo, según corresponda.
- Una vez calculado recargos y ajustes a los precios promedios, se lleva a cabo una revisión de manera que tales valores, referidos a un nodo común, no sobrepasen en un 5% el precio del sistema.

- Se debe repetir el cálculo ajustando los precios de los contratos hasta que todas las distribuidoras cumplan con la condición de tener un precio promedio no superior a 1,05 veces el precio promedio del sistema.

El procedimiento empleado y los plazos que históricamente se han requerido para la publicación definitiva de los decretos de fijación de precios, sin duda dificultarán el manejo de la caja de aquellas distribuidoras que poseen contratos indexados, por un periodo de dos años, a las variaciones que experimente el costo marginal; esto debido al desbalance que se produciría entre lo que deben efectivamente pagar a su suministrador por la energía consumida y lo que reciben por parte de los clientes regulados en los meses que se produzcan indexaciones al precio de los contratos.

Es importante destacar que en el capítulo “Precio de Nudo de Largo Plazo” de este reporte se presentan los precios de nudo de largo plazo determinados.

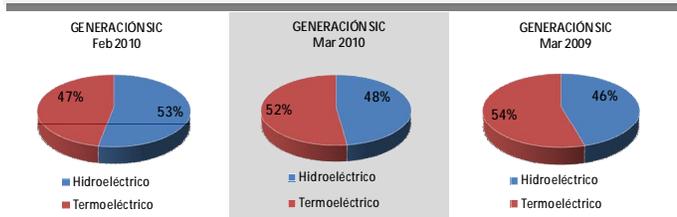
#### **Llegada del GNL al Sistema Interconectado del Norte Grande**

Se ha informado que hacia el 5 de mayo debiese llegar al país el primer cargamento comercial de GNL al Terminal de Mejillones. El Terminal tiene una capacidad de almacenamiento de GNL de 162.400 m<sup>3</sup> a través de un almacenamiento flotante con el barco metanero “BW GDF Suez Brussels”. En una segunda fase del proyecto se considera reemplazar dicho almacenamiento con la construcción en tierra de un estanque de 160.000 m<sup>3</sup>, con la posibilidad a largo plazo de construir un segundo estanque de las mismas características.

El cargamento de GNL, traído al país en el tanquero “GDF Suez Boston”, tiene como destinatario la Planta de Gas Natural Licuado Mejillones, de propiedad conjunta de Codelco y GDF Suez a través de GNL Mejillones S.A., cuya capacidad nominal de regasificación alcanza los 5,5 millones de m<sup>3</sup> diarios de gas natural, equivalentes a una capacidad de 1.100 MW para ser inyectados en el SING. El cargamento es parte del contrato internacional firmado por GNL Mejillones y GDF Suez por un volumen de 30 TBTu/año, o 10 cargamentos equivalentes por año, por los años 2010, 2011 y 2012. Mediante este contrato se producirán alrededor de 450 MW para abastecer a los clientes de GNL Mejillones, entre los que se incluyen Minera Escondida de BHP Billinton, Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, Compañía Minera el Abra y la División Codelco Norte.



Figura 4: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de marzo de 2010 la generación de energía en el SIC aumentó en un 0,1% respecto a febrero, con una baja de 10,3% respecto a marzo de 2009, baja que tiene características históricas y que se deben netamente al efecto del terremoto en sectores industriales, y al blackout ocurrido en el SIC durante este mes.

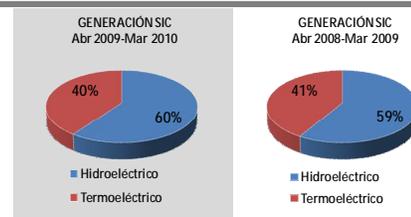
La generación hidroeléctrica cayó en un 9,3% respecto de febrero, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 10,7%. De esta forma, un 48% de la energía consumida en el SIC en el mes de marzo de 2010 fue abastecida por centrales hidroeléctricas.

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de marzo el aporte de las centrales de embalse al sistema se redujo en un 10,6% respecto a febrero. Por su parte, las centrales de pasada disminuyeron su aporte en un 8,0% en relación al mismo mes. La generación térmica utilizando diesel disminuyó en un 67,1%, la generación a carbón aumentó en un 12,9%, mientras que la generación a gas aumentó en un 132,7% respecto al mes anterior.

En este punto cabe destacar el nuevo rol del GNL en la matriz energética del país, con una participación del 27% para el mes de marzo, alcanzando de esta forma niveles similares al peak del gas argentino en mayo de 2000.

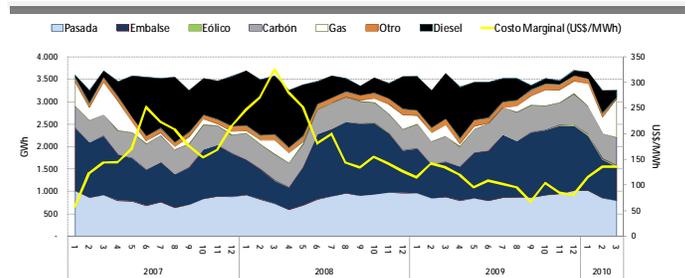
En la Figura 6 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Los costos marginales del SIC durante el mes de marzo llegaron a un valor promedio de 134,7 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 133,9 US\$/MWh de marzo de 2009 representa un alza de un 0,6%.

Figura 5: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



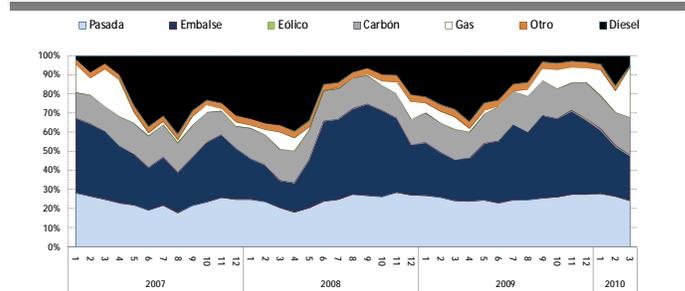
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 6: Generación histórica SIC



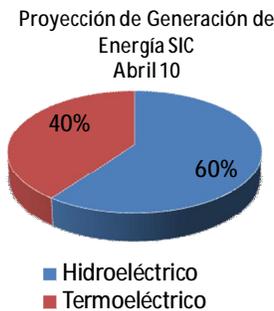
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 7: Generación histórica SIC (%)



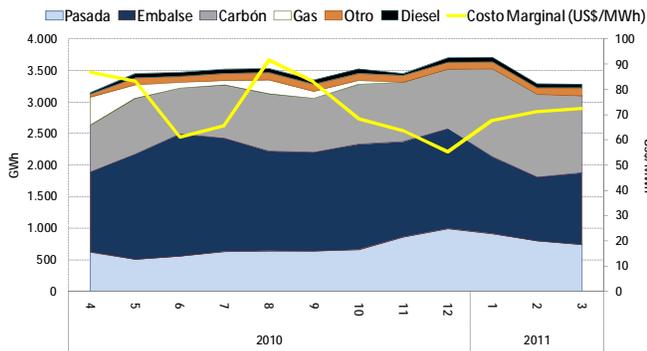
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 8: Proyección de Generación de Energía abril 2010 SIC



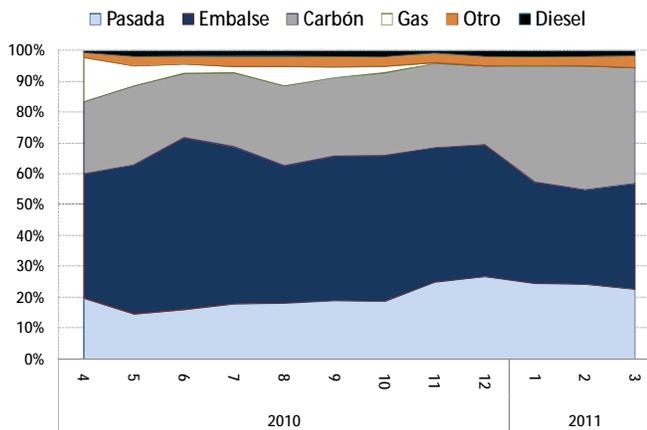
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 9: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 10: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

### Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de abril de 2010, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 60% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

La Figura 9 y Figura 10 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal. En el Anexo IV se presentan las condiciones esperadas ante un escenario de hidrología seca.

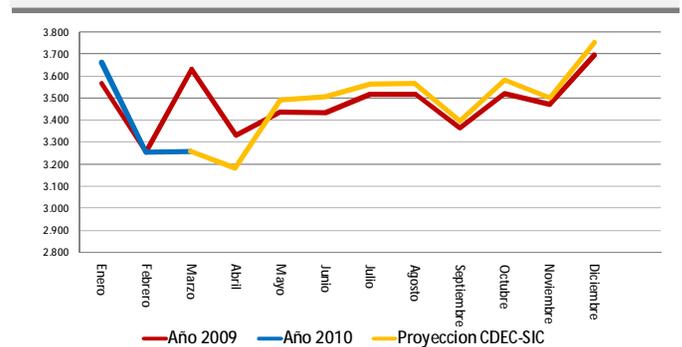
De acuerdo a la proyección del CDEC, se espera el ingreso de la central a carbón Bocamina II de Endesa, a partir de diciembre de este año, mientras que se espera que el comienzo de la operación de la central Santa María de Colbún para enero de 2011.

## Generación de Energía

Para el mes de marzo de 2010, la generación de energía experimentó una reducción de 10,3% respecto del mismo mes de 2009, con un aumento de 0,1% respecto al mes anterior.

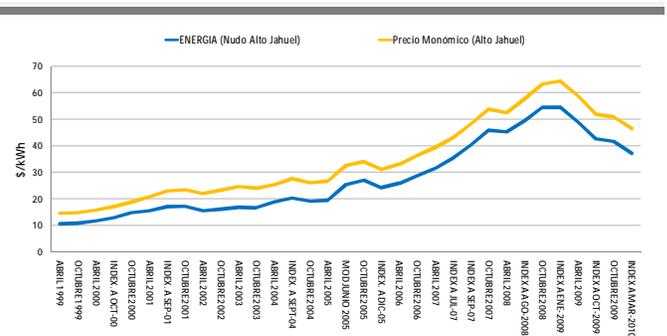
Respecto a las expectativas para el año 2010, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 41.722 GWh, lo que comparado con los 41.736 GWh del año 2009 se presenta como un crecimiento anual de un -0,03%.

Figura 11: Generación histórica de energía (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 12: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

## Precio de Nudo de Corto Plazo

De acuerdo a lo establecido por la Ley General de Servicios Eléctricos, los precios de nudo se calculan cada seis meses, en los meses de abril y octubre de cada año. La Ley también establece que estos valores deben reajustarse cuando, al aplicar las respectivas fórmulas de indexación, el precio de nudo de energía o potencia experimente una variación acumulada mayor al 10% dentro del semestre en el cual fueron fijados.

De esta forma, a partir del seguimiento de las fórmulas de indexación de los precios de nudo derivados de la fijación de octubre de 2009, el precio de la energía experimentó en el mes de febrero de 2010 una variación superior al 10%.

Los valores definidos por la autoridad son: 37,21 \$/kWh y 4.560,26 \$/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 46,34 \$/kWh. Este valor representa una baja de 9% respecto al valor calculado en la fijación de octubre de 2009.

## Precio de Nudo de Largo Plazo

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

En particular, el artículo 157º del Decreto con Fuerza de Ley Nº 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, indica que los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. Adicionalmente, en el caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico, el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados. Dicho artículo entrega además a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo la responsabilidad de llevar a cabo las reliquidaciones entre empresas concesionarias originadas por la aplicación de esta metodología.

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

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

No obstante lo anterior, y puesto que los nuevos contratos de suministro asignados según esta modalidad empezarán a regir gradualmente a partir de este año, los contratos firmados con anterioridad a la dictación de la Ley 20.018 seguirán siendo regidos, hasta el momento de su expiración, por los precios 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.

La Tabla 1 muestra los precios resultantes por empresa generadora para los tres períodos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009, en los cuales los generadores ofrecen suministro a un precio fijo y que se actualiza mediante la aplicación de indexadores (Ver Anexo II).

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	77,5	5.419
Campanario	90,6	1.750
Colbún	68,7	6.782
Endesa	62,5	12.825
Guacolda	68,0	900
EMELDA	83,8	200
EPSA	83,8	75
Monte Redondo	83,8	275
<b>Precio Medio de Licitación</b>		<b>69,20</b>

\* Precios referidos a Quillota 220

## Precio de Nudo de Largo Plazo

Cabe recordar que para el período 2010-2011, el precio de los contratos de la tercera licitación se indexará según el índice de costo de suministro de corto plazo, correspondiente al promedio trimensual del costo marginal horario en la barra correspondiente al punto de oferta del bloque de suministro licitado, ponderado por la respectiva generación bruta horaria total del sistema. El valor utilizado como base refleja el precio de suministro de largo plazo de la energía en el SIC para contratos regulados, valor fijado en 88,22 US\$/MWh. No obstante, existen condiciones que limitan el precio de la energía, el cual no podrá ser superior al menor valor entre el costo de suministro de corto plazo correspondiente y el precio promedio del diesel publicado por la Comisión (US\$/m<sup>3</sup>), este último valor ponderado por un factor de 0,322 (m<sup>3</sup>/MWh) en 2010 y 0,204 (m<sup>3</sup>/MWh) en 2011. Para el período 2012 en adelante el precio de la energía se indexa según los precios de combustibles y CPI, según sea definido en los respectivos contratos.

De esta forma, y 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.

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

Tabla 2: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios reajustados Mar-2010)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Precio Medio Reajustado US\$/MWh
Chilectra	62,97	66,04
Chilquinta	86,66	76,79
EMEL	71,68	74,75
CGE	82,46	81,32
SAESA	68,09	71,16

\*Precios en Barra de Suministro

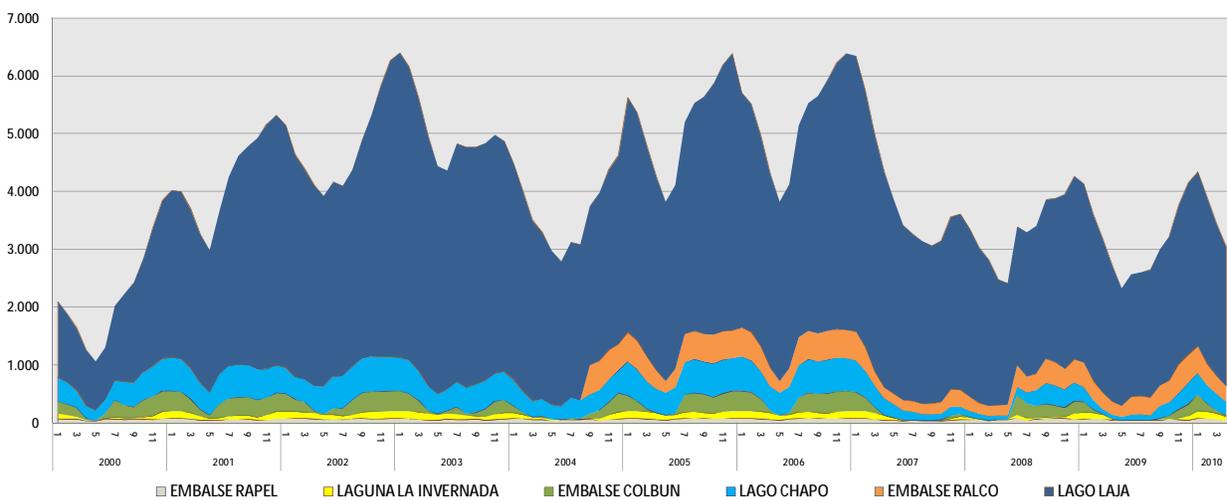
Considerando los tres procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC es de 73,13 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220, considerando sólo los contratos vigentes a partir del año 2010.

## Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de abril de 2010 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 3.044 GWh, lo que representa un 12% menos de lo registrado a comienzos del mes de marzo, y un alza de 12% respecto a abril de 2009.

En el caso particular del Lago Laja, único embalse con capacidad de regulación interanual, es importante destacar que la energía acumulada al día de hoy es un 2% mayor a la disponible en abril de 2009.

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



Fuente: CDEC-SIC, System

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

		Mar 2010	Abr 2010	Abr 2009
EMBALSE	COLBUN	37	24	0
	% de la capacidad máxima	10%	7%	0%
EMBALSE	RAPEL	64	43	49
	% de la capacidad máxima	75%	51%	58%
LAGUNA	LA INVERNADA	105	69	23
	% de la capacidad máxima	80%	53%	18%
LAGO	LAJA	2.632	2.403	2.345
	% de la capacidad máxima	50%	46%	44%
LAGO	CHAPCO	303	235	78
	% de la capacidad máxima	48%	37%	12%
EMBALSE	RALCO	305	270	231
	% de la capacidad máxima	60%	53%	46%

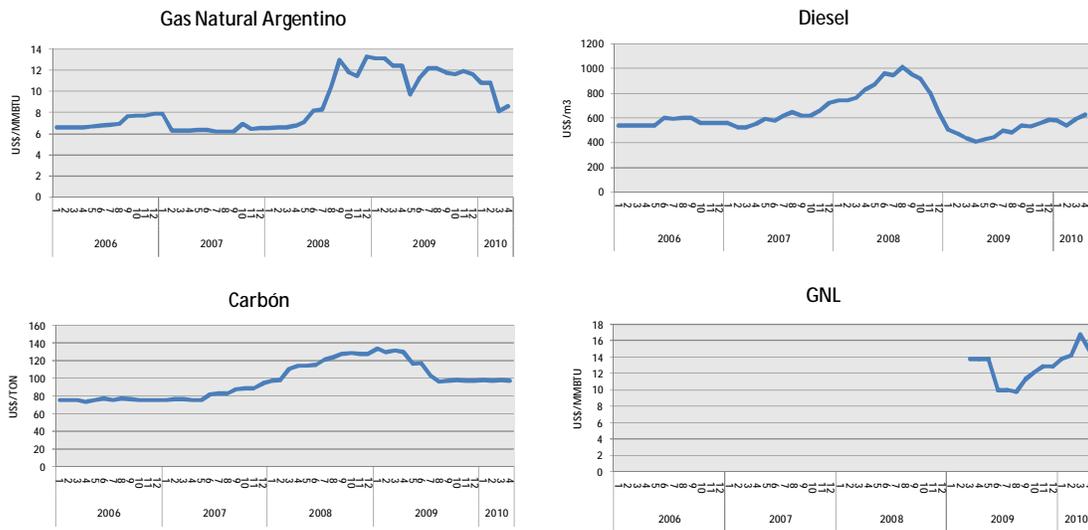
\*Valores iniciales para cada mes

Fuente: CDEC-SIC, System

## Precios de combustibles

Las empresas generadoras informan al CDEC-SIC semanalmente los valores de los precios de los combustibles para sus unidades, cuya evolución se muestra en la Figura 14.

Figura 14: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

Los costos marginales del SIC para el mes de marzo presentan una baja de 0,18% respecto a los registrados en el mes de febrero, con un alza de 0,6% respecto a lo observado el mismo mes del año 2009.

El aumento en los costos de generación es común en esta parte del año, tendiéndose a reducir la generación hidroeléctrica y aumentar la termoeléctrica, en este caso tecnología diesel, de modo de cuidar las reservas de agua para el año hidrológico que comienza el mes de abril.

En la Tabla 5 y Figura 15 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos. Los costos marginales proyectados por el CDEC convergen a valores cercanos a los 76 US\$/MWh, definidos por un mix GNL-Carbón particularmente dado por la operación de las centrales San Isidro GNL y las centrales a carbón Guacolda.

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

Mes	2007	2008	2009	2010
Enero	57	247	115	116
Febrero	123	272	142	135
Marzo	144	325	134	135
Abril	145	280	121	
Mayo	171	252	95	
Junio	252	181	108	
Julio	223	200	102	
Agosto	208	143	96	
Septiembre	176	134	68	
Octubre	154	155	104	
Noviembre	169	141	85	
Diciembre	215	127	80	

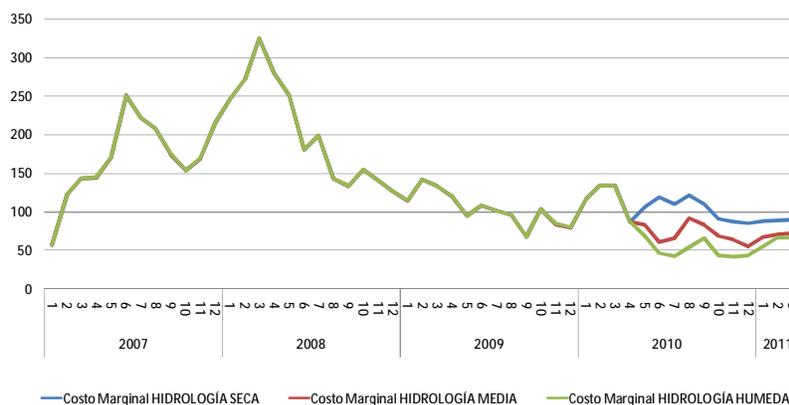
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2010	Abril	87	87	87
-	Mayo	106	83	68
-	Junio	119	61	47
-	Julio	110	66	42
-	Agosto	122	92	54
-	Septiembre	111	83	66
-	Octubre	91	68	43
-	Noviembre	88	64	42
-	Diciembre	86	55	44
2011	Enero	88	68	55
-	Febrero	89	71	66
-	Marzo	90	73	66

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

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



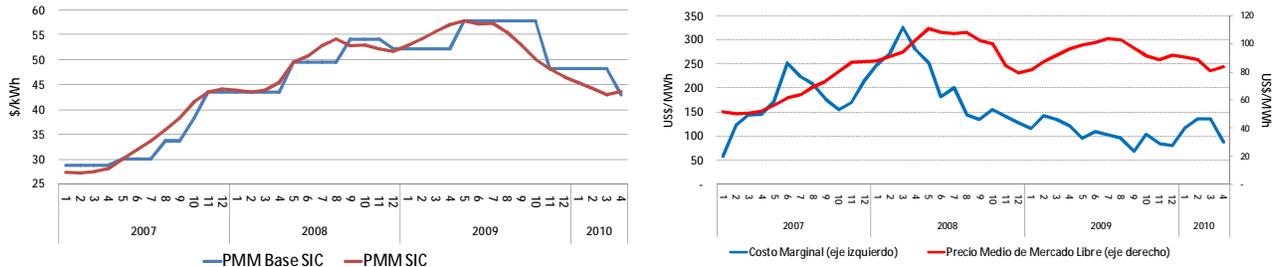
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

## Análisis Precio Medio de Mercado

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

El precio medio de mercado resultante del mes de marzo representó un descenso de 10,83% respecto al precio base fijado en el Informe de Precios de Nudo de Octubre de 2009, por lo que corresponde indexación del precio de nudo, tal como se vio en el capítulo de precios de nudo de corto plazo. El precio medio de mercado vigente a partir del primero de abril de 2010 es de 43,58 \$/kWh, lo que representa un alza de 1,36% respecto al precio definido en la indexación antes descrita (43,00 \$/kWh)

Figura 16: Precio Medio de Mercado histórico y esperado



Fuente: CNE, SysteP

## RM 88

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

La Tabla 6 expone los resultados obtenidos para las principales empresas actualizados al mes de febrero de 2010.

Tabla 6: Saldo total de cuentas RM88 a febrero 2010

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	109.735
Gener	55.353
Colbún	83.334
Guacolda	13.212

Fuente: CDEC-SIC

## Análisis Parque Generador

### Unidades en Construcción

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

En total se espera la incorporación de 1.504 MW de potencia, incluyendo a las centrales de pasada La Higuera (155 MW) y Confluencia (155 MW) y la central a carbón Ventanas III (240 MW). Finalmente se destaca el ingreso de las centrales Bocamina 2 (342 MW) y Santa María (343 MW), ambas a carbón, en el mes de diciembre de 2010 y enero de 2011 respectivamente.

### Unidades en Mantenición

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

- Bocamina (127 MW): 5 días en abril.
- Rapel (U1 de 76 MW): 25 días en abril.
- Pangué (U1 de 228 MW): 10 días en abril.
- Colmito TG (60 MW): 10 días en abril.
- Pangué (U2 de 228 MW): 15 días en abril.
- Rapel (U2 de 76 MW): 2 días en abril.
- Nehuenco (U1 de 232 MW): 10 días en abril.
- Rapel (U1 de 76 MW): 20 días en mayo.
- Rapel (U3 de 76 MW): 28 días en mayo.
- Nehuenco (U2 de 232 MW): 10 días en mayo.
- Rapel (U2 de 76 MW): 7 días en mayo.
- Alfafal (U1 de 89 MW): 25 días en junio.
- Rapel (U4 de 76 MW): 32 días en junio.
- Los Pinos (U1 de 92 MW): 3 días en junio.

Tabla 7: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]
<b>Hidráulicas</b>				
Licán	Candelaria	Pasada	Abr-10	17
Confluencia	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	Jul-10	155
La Higuera	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	Jul-10	155
<b>Térmicas</b>				
Punta Colorada Fuel I	Barrick Chile Generación	Diesel	Abr-10	16,3
EMELDA	Bautista Bosch Ostale	Diesel	Abr-10	76
Campanario IV CA	Southern Cross	Diesel	Abr-10	60
Ventanas III	AES Gener	Carbón	Abr-10	240
Campanario IV CC	Southern Cross	Diesel	Abr-10	60
Calle Calle	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	Diesel	Abr-10	20
Bocamina 2	Endesa	Carbón	Dic-10	342
Santa María	Colbún	Carbón	Ene-11	343
<b>Eólica</b>				
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		Abr-10	20
<b>TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)</b>				<b>1.504</b>

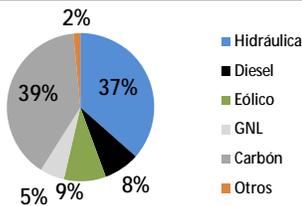
Fuente: CNE, CDEC-SIC, SysteP

Tabla 8: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	5.959	8.113
Diesel	1.289	900
Eólico	1.506	3.242
GNL	879	527
Carbón	6.440	11.582
Otros	248	437
<b>TOTAL</b>	<b>16.321</b>	<b>24.801</b>
<b>Aprobado</b>	<b>7.454</b>	<b>10.473</b>
<b>En Calificación</b>	<b>8.867</b>	<b>14.328</b>
<b>TOTAL</b>	<b>16.321</b>	<b>24.801</b>

Fuente: SEIA, Syste

Figura 17: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Syste

Tabla 9: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón	Base
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	En Calificación	Carbón	Base
Parque Eólico Talinay	Edica Talinay S.A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base
Central Hidroeléctrica Nekume	ENDESA	490	732	16-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Aguila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	394	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	En Calificación	Carbón	Base
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	190	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base
Parque Eólico Letu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	En Calificación	Eólico	Base
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base
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
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	En Calificación	Eólico	Base
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	En Calificación	Eólico	Base

Fuente: SEIA, Syste

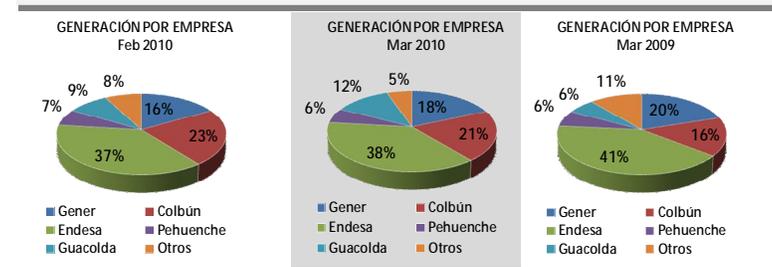
## Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 16.321 MW (8.867 MW en calificación), con una inversión de 24.801 MMUS\$. En la Tabla 9 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo VI se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

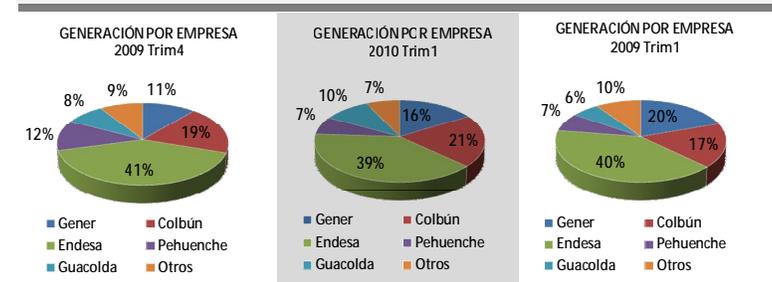
Para el mes de marzo de 2010 se destaca la aprobación de la central hidroeléctrica Los Cóndores, unidad de 150 MW de Endesa en la VII Región, y la no admisión a tramitación de la central Termoeléctrica Rio Grande, central a carbón de 700 MW en la VIII región.

Figura 18: Energía generada por empresa, mensual



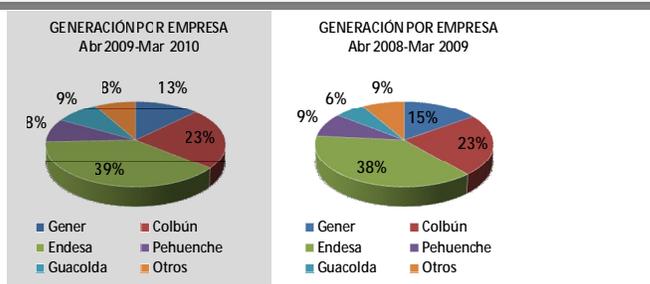
Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 19: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, System

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



Fuente: CDEC-SIC, System

## Resumen Empresas

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

Al mes de marzo de 2010, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 38% de la producción total de energía, seguido de Colbún (21%), Gener (18%), Guacolda (12%) y Pehuenche (6%).

En un análisis por empresa se observa que Gener, Endesa y Guacolda aumentaron su producción en un 11,2%, 1,1% y 37,8% respectivamente, en relación a febrero. Por otro lado Colbún y Pehuenche disminuyeron su producción para el mismo período en un 10% y 11,2% respectivamente.

La variación presentada por la Empresa Guacolda es relevante por el inicio de las operaciones de la central Guacolda IV durante el mes de marzo.

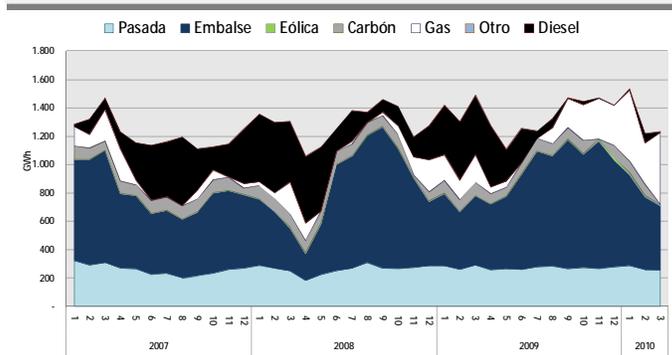
En las Figura 18 a Figura 20 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

NOTA: Al momento de la publicación de este reporte no se había publicado información respecto a las transferencias de energía del mes de enero.

## ENDESA

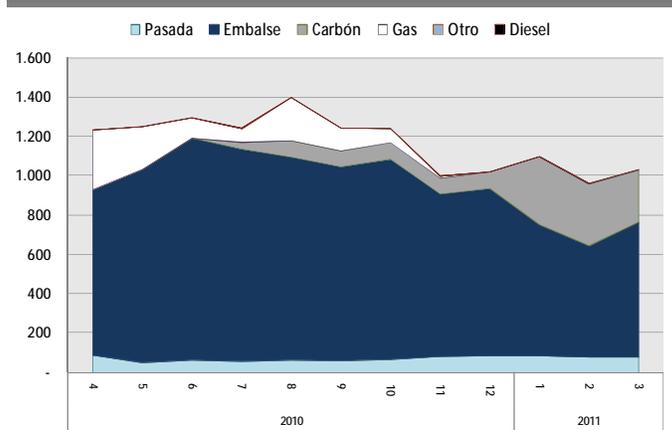
Analizando por fuente de generación, durante el mes de marzo la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de un 11,7% respecto al mes de febrero, con una reducción de 7,2% en relación a marzo de 2009. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presenta una baja de un 0,5% respecto a febrero, con una reducción de 11,3% respecto a marzo de 2009. La generación diesel, por su parte, presentó una fuerte disminución respecto tanto al mes de febrero como al mismo mes del año 2009, misma situación ocurrida con la generación a carbón, principalmente por la caída de la central Bocamina producto del terremoto. Como se puede apreciar en la Figura 21, la energía que se dejó de producir a través de estas tecnologías se reemplaza con generación utilizando gas natural, presentándose un alza de 73,1% respecto al mes anterior y un 155,7% respecto a marzo de 2009.

Figura 21: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 22: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 10: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Feb 2010	Mar 2010	Mar 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	260	259	292	-0,5%	-11,3%
Embalse	515	455	490	-11,7%	-7,2%
Gas	293	508	199	73,1%	155,7%
Carbón	79	0	93	-100,0%	-100,0%
Diesel	67	6	418	-90,7%	-98,5%
Eólico	9	8	2	-5,3%	386,6%
<b>Total</b>	<b>1.223</b>	<b>1.236</b>	<b>1.493</b>		

Fuente: CDEC-SIC, System

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Abr 2009-Mar 2010	Abr 2008-Mar 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.254	3.191	2,0%
Embalse	8.215	7.323	12,2%
Gas	2.541	1.114	128,2%
Carbón	805	951	-15,3%
Diesel	1.146	3.170	-53,8%
Eólico	80	32	152,9%
<b>Total</b>	<b>16.041</b>	<b>15.780</b>	

Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 12: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2009 Trim4	2010 Trim1	2009 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	825	809	842	-3,9%	-1,9%
Embalse	2.452	1.510	1.407	14,5%	-34,3%
Gas	821	1.303	518	151,5%	58,8%
Carbón	184	160	265	-39,6%	-12,9%
Diesel	34	83	1.181	-92,9%	141,9%
Eólico	34	30	7	322,9%	-9,6%
<b>Total</b>	<b>4.349</b>	<b>3.996</b>	<b>4.220</b>		

Fuente: CDEC-SIC, System

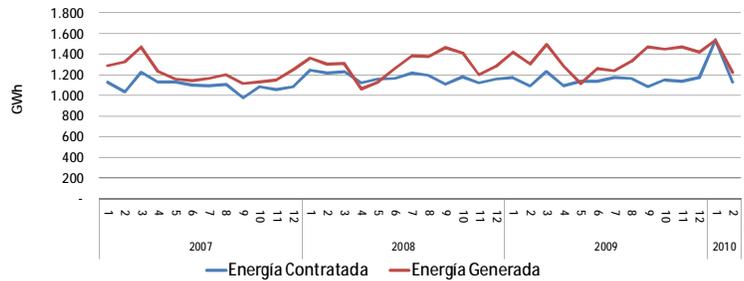
## ENDESA

### Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante febrero de 2010 fue de 1.222 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.125 GWh; por tanto, por su carácter excedentario, realizó ventas de energía en el mercado *spot*.

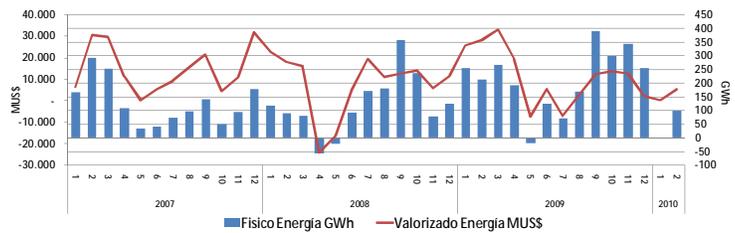
En la Figura 23 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

Figura 23: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 24: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

### Transferencias de Energía

Durante el mes de febrero de 2010 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 97 GWh, las que son valorizadas en 5,2 MMUSD. En la Figura 24 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.<sup>1</sup>

<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, durante el mes de marzo, la producción utilizando centrales a carbón exhibe un alza de 22,1% respecto al mes de febrero, con una reducción de 9% en relación a marzo de 2009. La generación en base a centrales de pasada muestra un alza de 5,5% respecto a febrero, con una disminución de un 2,5% en relación al mismo mes del año 2009. Por su parte, las centrales diesel muestra una reducción de 29,3% respecto al mes de febrero y una baja de 55,7% respecto al mismo mes del año 2009.

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

Se destaca la operación de la central Nueva Renga utilizando Gas Natural, unidad que hasta el mes pasado operaba sólo con diésel.

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

Tabla 13: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Feb 2010	Mar 2010	Mar 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	159	168	172	5,5%	-2,5%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	1	64	0	6660,1%	0,0%
Carbón	197	241	265	22,1%	-9,0%
Diesel	175	124	279	-29,3%	-55,7%
Eólico	8	5	9	-41,7%	-51,4%
<b>Total</b>	<b>540</b>	<b>600</b>	<b>725</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN GENER			
	Abr 2009-Mar 2010	Abr 2008-Mar 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.464	1.541	-4,9%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	88	1	9181,1%
Carbón	2.619	2.800	-5,5%
Diesel	1.036	1.889	-45,2%
Otro	106	110	-3,5%
<b>Total</b>	<b>5.313</b>	<b>6.340</b>	

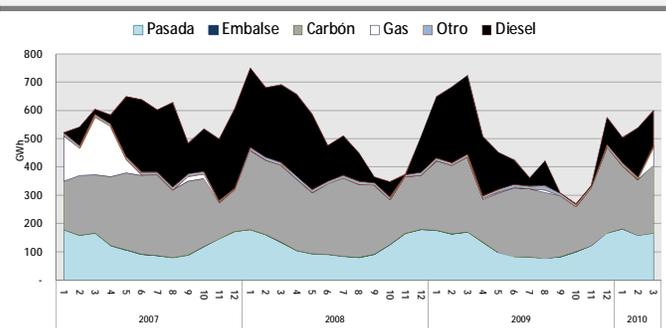
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 15: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2009 Trim4	2010 Trim1	2009 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	393	508	514	-1,1%	29,4%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	1	65	0	0,0%	8481,9%
Carbón	667	661	752	-12,1%	-0,9%
Diesel	101	388	764	-49,2%	285,7%
Otro	23	22	28	-19,7%	-3,9%
<b>Total</b>	<b>1.185</b>	<b>1.645</b>	<b>2.058</b>		

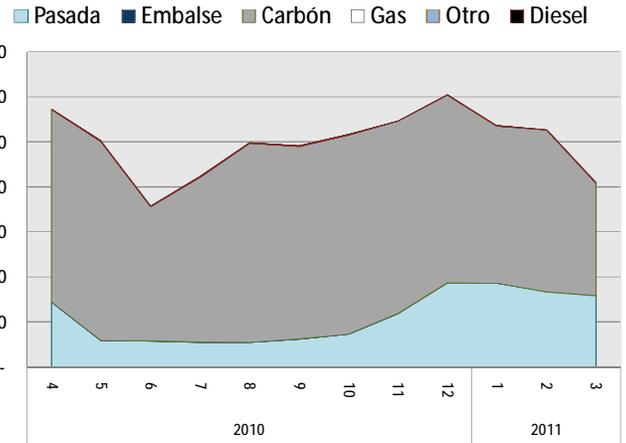
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 25: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 26: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

## GENER

### Generación Histórica vs Contratos

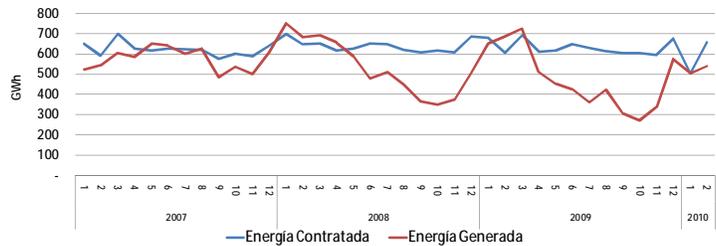
La generación real de energía para Gener durante febrero de 2010 fue de 539 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 657 GWh; por tanto, tuvo que realizar compras de energía en el mercado *spot*.

En la Figura 27 se ilustra el nivel de contratación estimado para Gener junto a la producción real de energía. El análisis de las transferencias incluye a la filial ESSA.

### Transferencias de Energía

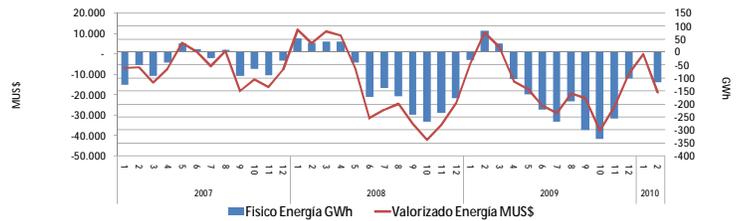
Durante el mes de febrero de 2010 las transferencias de energía de Gener ascienden a -117 GWh, las que son valorizadas en -18,8 MMUS\$. En la Figura 28 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.<sup>2</sup>

Figura 27: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 28: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Syste

<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, durante el mes de marzo, la producción de las centrales de embalse exhibe una disminución de un 8,2% respecto al mes de febrero, con un alza de 19,5% en relación a marzo de 2009. La generación en base a centrales diesel presenta un gran disminución tanto respecto a febrero de 2010 como a marzo de 2009. Por último, las centrales de pasada presentan una baja en su aporte de un 15% respecto a febrero, y una disminución de un 7,8% respecto al mismo mes del año 2009.

En la Figura 30 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal. Se destaca el ingreso en enero de 2011 de la central Santa María de 343 MW, primera central a carbón de la empresa. Por otra parte, el aumento de la generación gas se debe al comienzo de la operación de las unidades del complejo Nehuenco operando con GNL.

Tabla 16: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Feb 2010	Mar 2010	Mar 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	226	192	208	-15,0%	-7,8%
Embalse	199	183	153	-8,2%	19,5%
Gas	76	281	43	268,4%	552,3%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	239	10	159	-95,6%	-93,5%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>739</b>	<b>666</b>	<b>563</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN CCLBUN			
	Abr 2009-Mar 2010	Abr 2008-Mar 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.097	3.060	1,2%
Embalse	3.258	3.753	-12,9%
Gas	530	505	4,9%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	2.597	2.327	11,5%
Otro	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>9.491</b>	<b>9.645</b>	

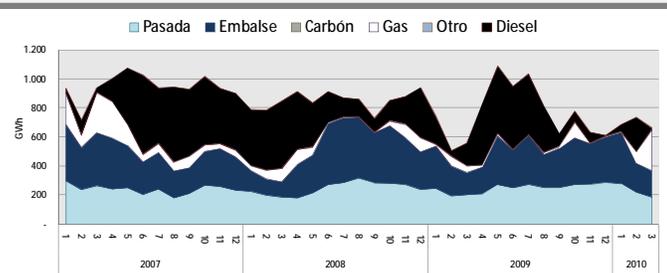
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 18: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2009 Trim4	2010 Trim1	2009 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	853	703	662	6,2%	-17,6%
Embalse	914	735	647	13,5%	-19,6%
Gas	112	359	120	198,6%	219,9%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	153	297	389	-23,5%	94,9%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>2.032</b>	<b>2.094</b>	<b>1.818</b>		

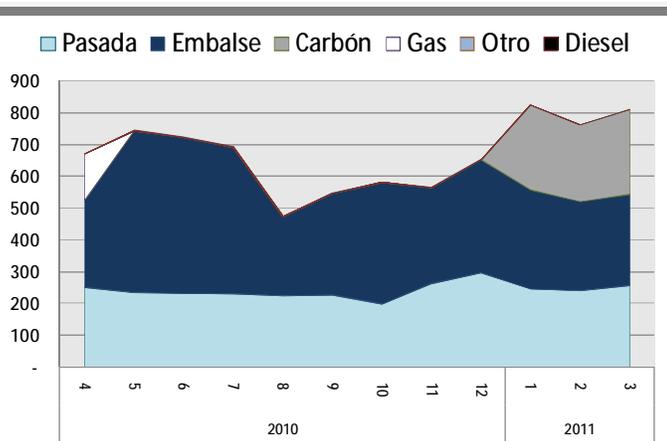
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 29: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 30: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

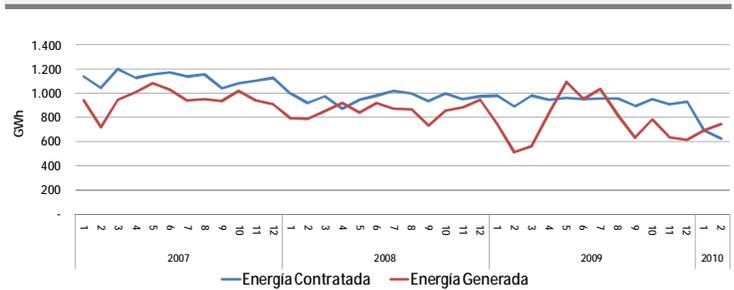
## COLBÚN

### Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante febrero de 2010 fue de 739 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 623 GWh; por tanto, tuvo que realizar ventas de energía a costo marginal en el mercado *spot*, por su carácter de excedentario.

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

Figura 31: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

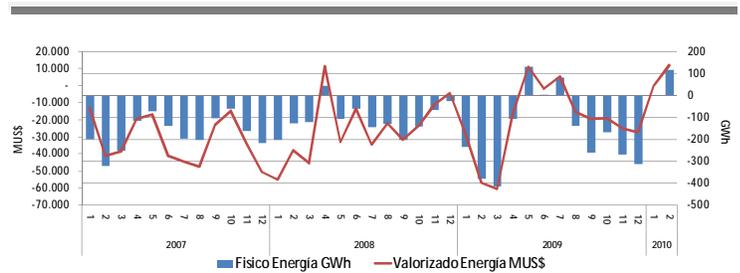


Fuente: CDEC-SIC, Systeep

### Transferencias de Energía

Durante el mes de febrero de 2010, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 115,8 GWh, las que son valorizadas en 12,2 MMUS\$. En la Figura 32 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.<sup>3</sup>

Figura 32: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systeep

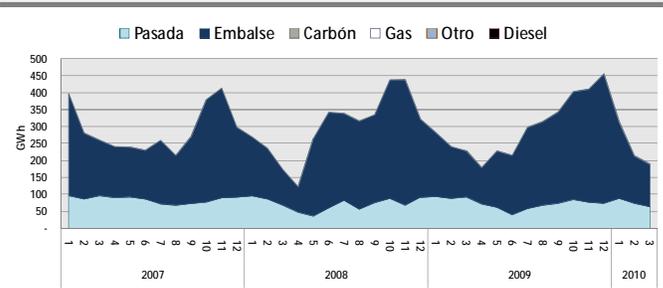
<sup>3</sup> Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el *spot*.

## PEHUENCHE

Durante el mes de marzo, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de un 9,9% respecto al mes de febrero, y una baja de un 7,6% en relación a marzo de 2009. La generación en base a centrales de pasada muestra una baja de un 13,8% respecto a febrero, con una disminución de 31,3% en relación al mismo mes del año 2009.

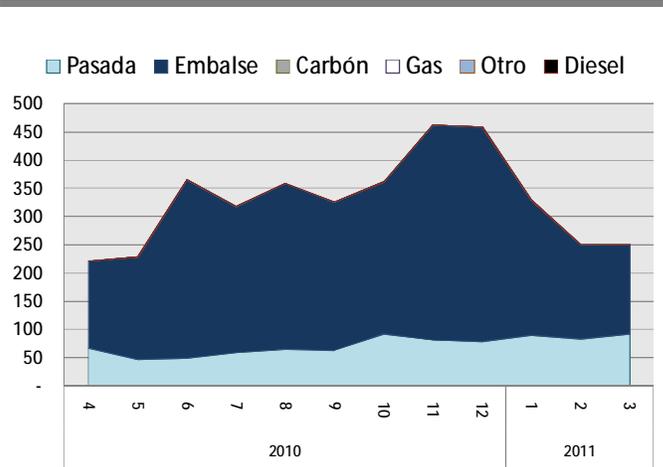
En la Figura 34 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 33: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 34: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 19: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Feb 2010	Mar 2010	Mar 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	74	64	93	-13,8%	-31,3%
Embalse	140	127	137	-9,9%	-7,6%
Gas	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>214</b>	<b>190</b>	<b>230</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Abr 2009-Mar 2010	Abr 2008-Mar 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	839	885	-5,1%
Embalse	2.742	2.802	-2,1%
Gas	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Otro	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>3.582</b>	<b>3.687</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 21: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2009 Trim4	2010 Trim1	2009 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	237	226	275	-17,9%	-4,7%
Embalse	1.037	493	480	2,8%	-52,4%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>1.275</b>	<b>720</b>	<b>755</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

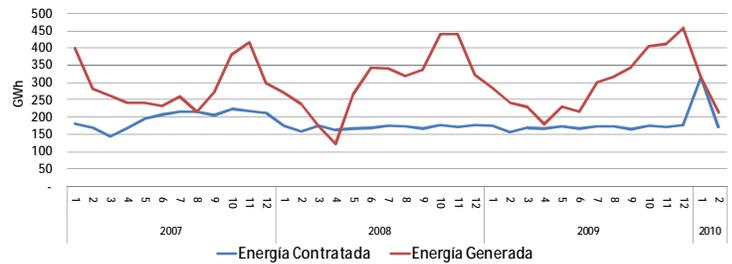
## PEHUENCHE

### Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante febrero de 2010 fue de 214 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 173 GWh; por tanto tuvo que realizar ventas de energía en el mercado *spot*.

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

Figura 35: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)

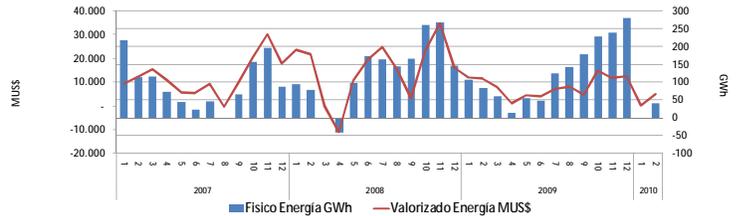


Fuente: CDEC-SIC, System

### Transferencias de Energía

Durante el mes de febrero de 2010 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 42 GWh, las que son valorizadas en 4,9 MMUS\$. En la Figura 36 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.<sup>4</sup>

Figura 36: Transferencias de energía Pehuenche

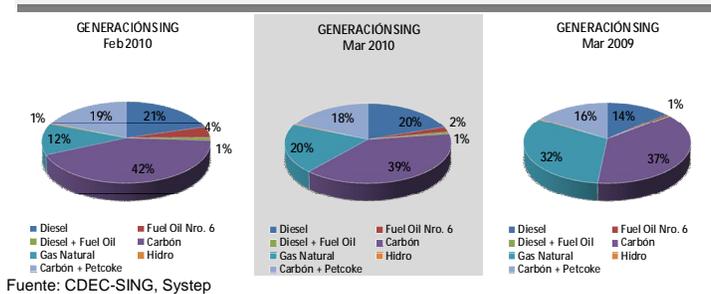


Fuente: CDEC-SIC, System

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



Figura 37: Energía mensual generada en el SING



Fuente: CDEC-SING, Systeop

### Análisis de Generación del SING

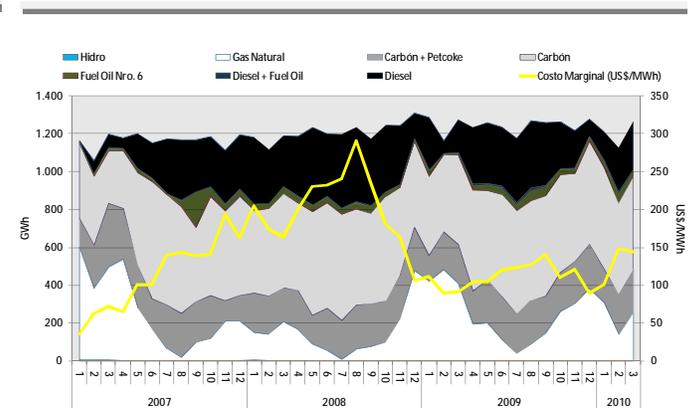
En términos generales, durante el mes de marzo de 2010 la generación de energía en el SING aumentó en un 12,2% respecto a febrero, disminuyendo en 0,9% respecto a marzo de 2009.

Se observa que la generación diesel aumentó un 50,1% con respecto a febrero, mientras que la generación a carbón aumentó en un 2,4%. La generación con gas natural aumentó en un 79,8% respecto al mes pasado.

En la Figura 38 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2007. Se observa que ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón en el pasado, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Durante el mes de marzo el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 144 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa una disminución de 2,5% respecto al mes anterior.

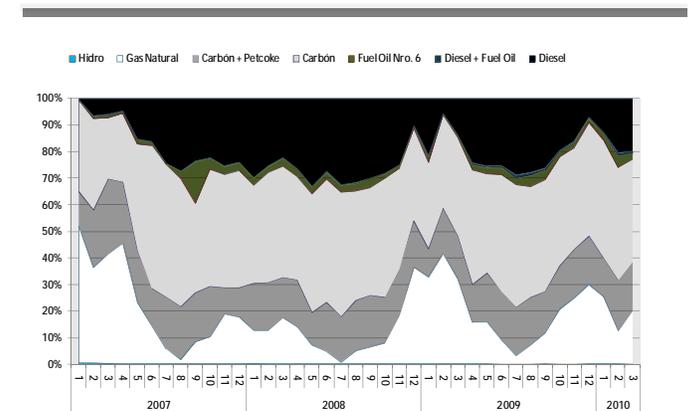
La operación con diesel se ha mantenido en niveles altos a partir de 2007, lo que contrasta con la utilización actual de este combustible en el SIC y la proyección realizada por el CDEC-SIC mostrada en la Figura 9. Adicionalmente, el aumento de la participación del gas natural en la generación permitió una disminución importante del costo marginal, como se observa en la Figura 38.

Figura 38: Generación histórica SING (GWh)



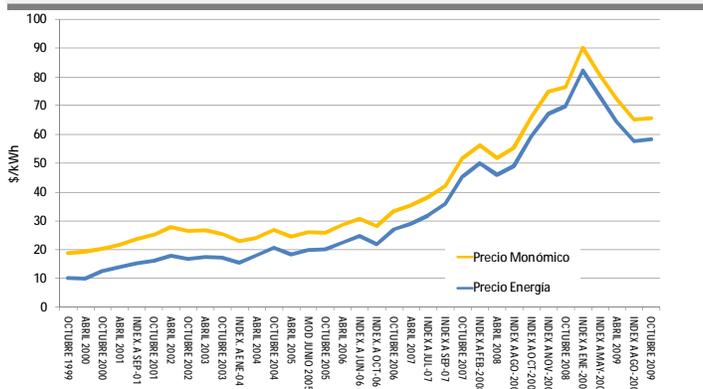
Fuente: CDEC-SING, Systeop

Figura 39: Generación histórica SING (%)



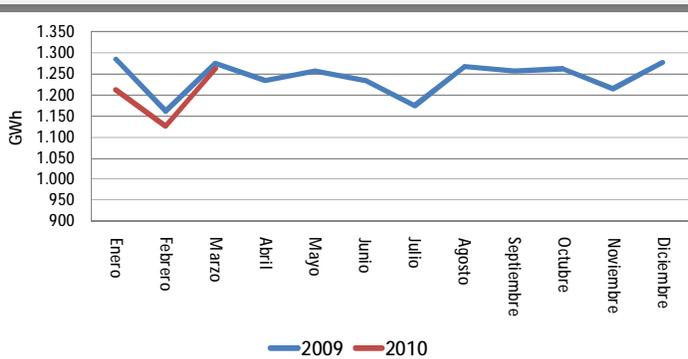
Fuente: CDEC-SING, Systeop

Figura 40: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, System

Figura 41: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, System

## Evolución del Precio Nudo de corto plazo

El día lunes 4 de enero fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SING, correspondientes a la fijación realizada en octubre de 2009, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2009.

Los valores definidos por la autoridad son de 58,15 \$/kWh para el precio de la energía y 4.662,80 \$/KW/mes para el precio de la potencia, en la barra Crucero 220, los que determinan un precio monómico de 65,59 \$/kWh. Este valor representa un aumento de un 0,63% en pesos respecto a la última indexación del precio de nudo de Abril de 2009, realizada en el mes de agosto.

## Generación de Energía

En el mes de marzo, la generación real del sistema fue de 1.274 GWh. Esto representa una disminución de 0,9% con respecto al mismo mes del 2009.

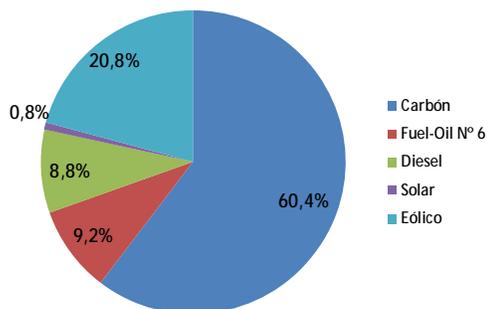
La generación acumulada a marzo del año 2010 es de 3.601 GWh, lo que comparado con los 3.721 GWh acumulados al mismo mes del año 2009, representa una disminución de 3,23%.

Tabla 22: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.420	2.750
Fuel-Oil N° 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	18	80
Eólico	489	1.217
<b>TOTAL</b>	<b>2.350</b>	<b>4.689</b>
<hr/>		
Aprobado	2.132	4.298
En Calificación	218	391
<b>TOTAL</b>	<b>2.350</b>	<b>4.689</b>

Fuente: SEIA, Systep

Figura 42: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systep

## Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.350 MW (218 MW en calificación), con una inversión de 4.689 MMUS\$.

Durante el mes de marzo destaca la aprobación del proyecto Infraestructura Energética Mejillones, por una inversión de MMUS\$ 1.500 y una capacidad instalada de 750 MW.

Tabla 23: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión [MMUS\$]	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoelectrónica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	En Calificación	Carbón	Base	I
Proyecto Eólico Ouilagua	Ingeniería Sawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	En Calificación	Eólico	Base	II
Central Termoelectrónica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gabry	Ingeniería Sawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoelectrónica Paríacota	Termoelectrónica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon Inaki Segovia De Celaya	9	40	01-03-2010	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CALAMA SOLAR 1 S.A.	9	40	01-09-2009	Aprobado	Solar	Base	II
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spence S.A.	9	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza	Compañía Minera Quebrada Blanca	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Eléctricos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,84	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Systep

## Análisis Precios de Licitación SING

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

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US\$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 24). Los indexadores definidos por Edelnor dependen en un 59,4% de la variación del índice de precios del GNL y en un 40,6% de la variación del CPI.

Tabla 24: Precios de Licitación (precios indexados a marzo de 2010)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Mar-10	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	93,85	2012

## Precios de combustibles

En la Figura 43 se muestran los precios del gas natural argentino, diesel y carbón, obtenidos del primer informe de precios de combustibles publicado durante el mes en el CDEC-SING, calculados como el promedio de los precios informados por las empresas para sus distintas unidades de generación.

Figura 43: Valores informados por las Empresas

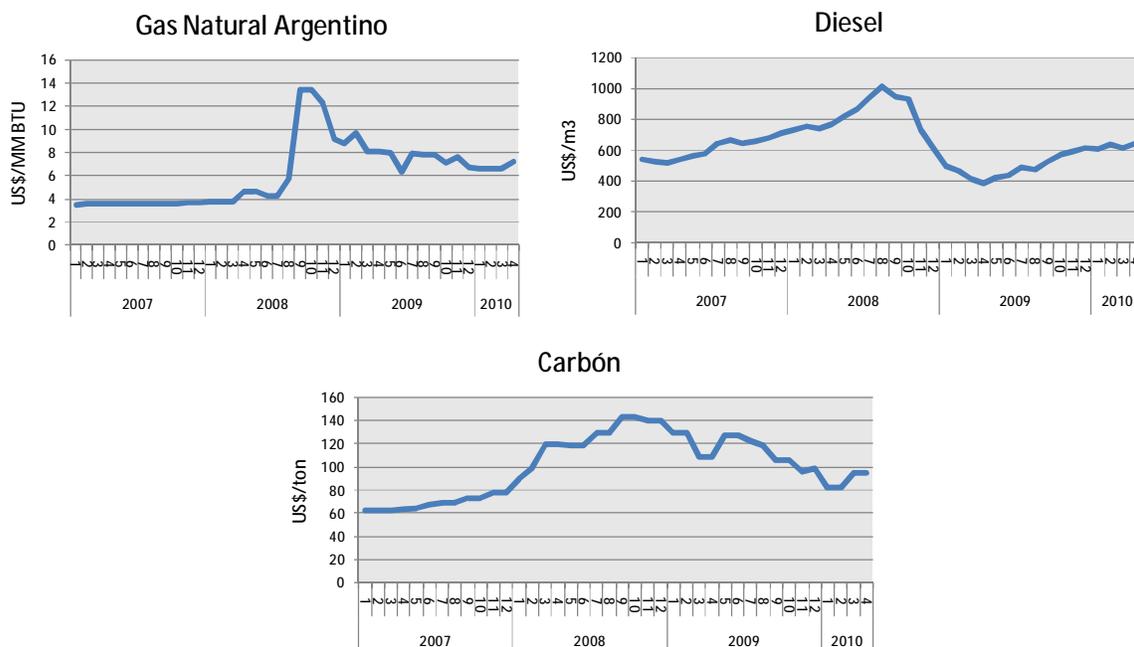


Tabla 25: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2007	2008	2009	2010
Enero	35	204	112	101
Febrero	63	174	90	148
Marzo	72	164	92	144
Abril	65	201	105	-
Mayo	101	230	105	-
Junio	101	232	120	-
Julio	140	241	123	-
Agosto	143	291	127	-
Septiembre	139	236	140	-
Octubre	141	181	110	-
Noviembre	194	164	121	-
Diciembre	163	106	89	-

Fuente: CDEC-SING, Systeop

## Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

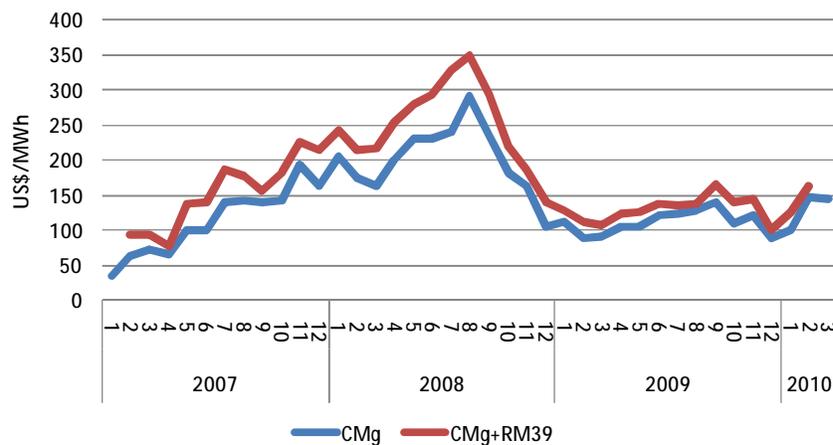
### Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 2008 aumentaron los costos marginales significativamente. Durante los últimos meses, esta tendencia se ha revertido debido a la abrupta baja en el precio del petróleo diesel.

Al ser el SING un sistema totalmente térmico, el costo marginal está dado por los precios de los combustibles. Se espera que los costos marginales se mantengan en valores altos hasta la puesta en operación de las centrales a carbón que están en construcción.

La Figura 44 muestra la evolución del costo marginal en la barra de Crucero 220, incluyendo el valor de la RM39 con datos disponibles a partir de febrero de 2007 y hasta el mes de febrero de 2010, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de febrero. La RM39 compensa a los generadores que se ven perjudicados por la operación bajo las siguientes consideraciones: mayor seguridad global de servicio, pruebas y operación a mínimo técnico. Para el mes de febrero, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 15,8 US\$/MWh.

Figura 44: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, Systeop

## Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado para el mes de abril de 2010, es de 59,95 \$/kWh, que representa una disminución de 13,81% respecto al Precio Medio Base (69,55 \$/kWh) fijado en el Informe de Precios de Nudo de Octubre de 2009.

## Análisis Parque Generador

### Unidades en Construcción

La Tabla 26 muestra las obras de generación en construcción, según datos entregados por la CNE en el informe de precio nudo del mes de octubre de 2009, junto con actualizaciones del CDEC.

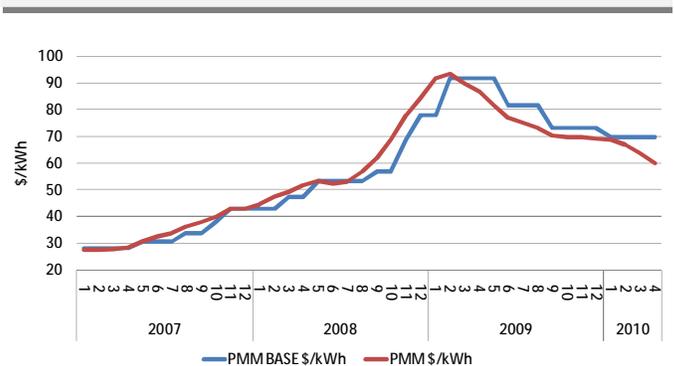
En total se incorporarán 790 MW de potencia entre cuatro unidades a carbón, las que entrarán en funcionamiento en un horizonte de 3 años. Debido al horizonte de tiempo en que ingresarán las centrales en construcción se espera que continúen las dificultades de operación en el SING, dependiendo de unidades a petróleo y carbón por la falta de gas natural.

### Unidades en Mantenimiento

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

- TG2A (Gas Atacama): 130 MW en mayo y junio.
- TG2B (Gas Atacama): 127 MW en abril y mayo.
- TV1C (Gas Atacama): 135 MW en abril.
- CTM2 (Mejillones): 175 MW en abril y mayo.
- CTTAR (Tarapacá): 158 MW en abril.
- U14 (Tocopilla): 86 MW en junio.
- U15 (Tocopilla): 132 MW en mayo y junio.

Figura 45: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systeop

Tabla 26: Futuras centrales generadoras en el SING

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

Fuente: CNE, CDEC-SING

## Resumen Empresas

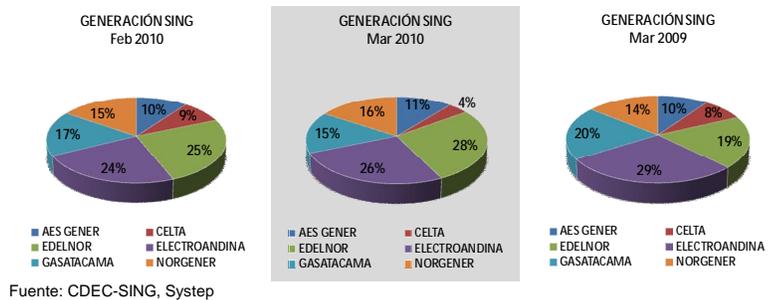
En el mercado eléctrico del SING existen 6 agentes que definen prácticamente la totalidad de la producción de energía del sistema. Estas empresas son AES Gener, Edelnor, GasAtacama, Celta, Electroandina y Norgener.

Al mes de marzo de 2010, el actor más importante del mercado es Edelnor, con un 28% de la producción total de energía, seguido por Electroandina y Norgener con un 26% y 16%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que Electroandina, Edelnor, AES Gener, Norgener y GasAtacama aumentaron su producción en un 23,8%, 22,5%, 20,3%, 15,5% y 1,7% en relación a febrero de 2010, respectivamente. La empresa restante, Celta, vio para el mismo período disminuida su producción en un 45,9%, respectivamente. En la Figura 46 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

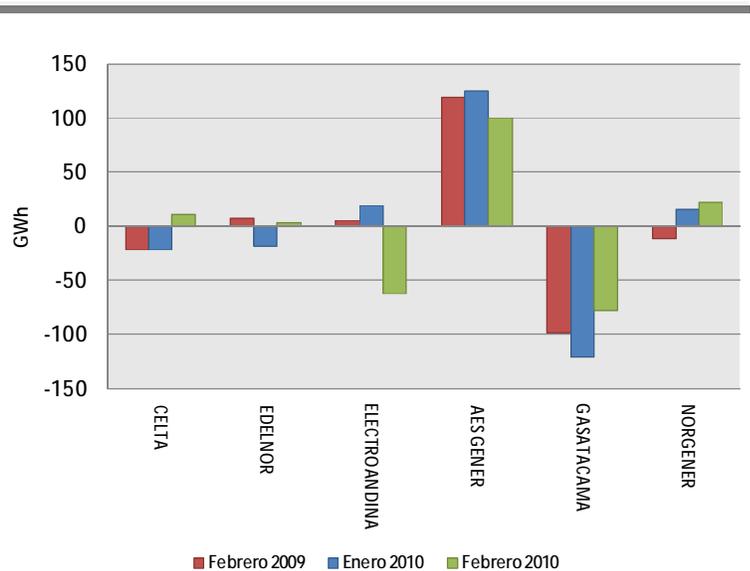
En la Figura 47 se presentan las transferencias de energía de las empresas en febrero de 2010. Se observa que los mayores cambios con respecto al mes anterior se dieron en las transferencias de Celta, Edelnor y Electroandina; las dos primeras cambiaron su condición de deficitarias a excedentarias, mientras que Electroandina pasó de ser excedentaria a deficitaria.

Figura 46: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SING, Systeop

Figura 47: Transferencias de energía por empresa, mensual

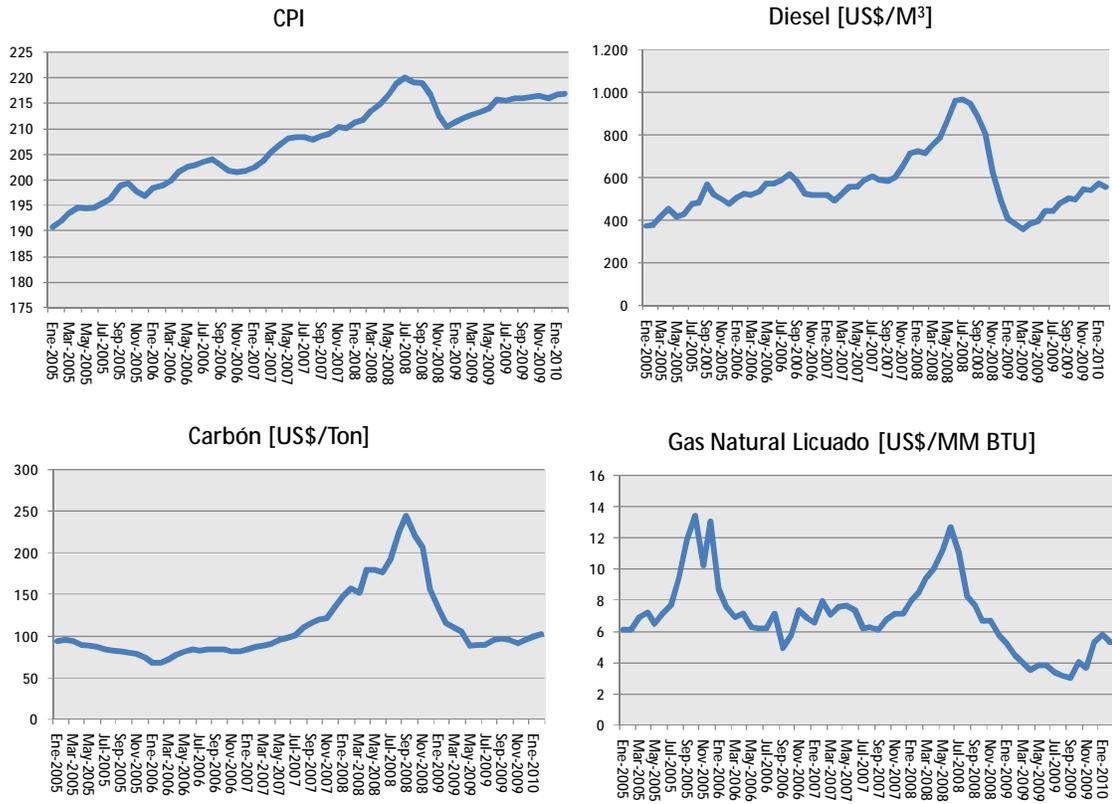


Fuente: CDEC-SING, Systeop

ANEXOS

# Índice Precio de Combustibles

Figura I-I: Índice Precio de Combustibles



CPI <http://data.bls.gov/> (<http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>) (U.S. All items, 1982-84=100 - CUUR0000SA0)  
 LNG Henry Hub Spot ([http://www.cne.cl/archivos\\_bajar/indices\\_web\\_cne.zip](http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip))  
 Diesel Petróleo diesel grado B ([http://www.cne.cl/archivos\\_bajar/indices\\_web\\_cne.zip](http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip))  
 Fuente: Coal Carbón Térmico Eq. 7.000 KCAL/KG ([http://www.cne.cl/archivos\\_bajar/indices\\_web\\_cne.zip](http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip))

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Mar-10 Barra Suministro	Indexado Mar-10 Barra Quilota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	73,2	72,6	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	72,8	72,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quilota 220	188,5	57,9	73,1	73,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quilota 220	110	85,0	96,3	96,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quilota 220	110	85,5	96,9	96,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quilota 220	110	86,0	97,5	97,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quilota 220	110	87,0	98,6	98,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quilota 220	110	87,5	99,2	99,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quilota 220	110	88,0	99,7	99,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quilota 220	110	88,3	100,0	100,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quilota 220	110	88,6	100,0	100,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quilota 220	110	94,0	100,0	100,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quilota 220	110	94,2	100,0	100,0	2010
AES Gener	EMEL	Quilota 220	360	59,0	86,8	86,8	2010
AES Gener	EMEL	Quilota 220	770	52,5	77,3	77,3	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	68,0	66,6	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	89,7	83,8	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	100,5	97,9	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	100,5	97,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	69,8	68,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	89,7	83,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	89,7	83,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	89,7	83,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	89,7	83,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	89,7	83,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	89,7	83,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	89,7	83,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	89,7	83,8	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	66,6	68,5	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	67,9	69,8	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	61,2	60,0	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	60,9	59,6	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	57,9	60,4	59,2	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	89,7	83,8	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	89,7	83,8	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	89,7	83,8	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	89,7	83,8	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	89,7	83,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,3	55,9	55,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	63,1	62,3	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	89,7	83,8	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	55,8	55,3	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	56,1	55,6	2010
Endesa	Chilquinta	Quilota 220	188,5	51,0	55,6	55,6	2010
Endesa	Chilquinta	Quilota 220	430	50,2	54,6	54,6	2010
Endesa	Chilquinta	Quilota 220	660	102,3	100,0	100,0	2010
Endesa	EMEL	Quilota 220	876,5	55,6	60,5	60,5	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	51,2	52,7	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	54,0	52,9	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	54,0	52,9	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	89,7	83,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	89,7	83,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	89,7	83,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	89,7	83,8	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	89,7	83,8	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	68,5	68,0	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	89,7	83,8	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	89,7	83,8	2010

Fuente: Systepp

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio US\$/MWh	Fórmula de Indexación							
				CPI	Coal	LNG	Diesel	CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,34	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Endesa	170	57,91	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Colbun	700	55,50	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Endesa	1.500	47,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Saesa	Colbun	1.500	53,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Colbun	582	54,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
EMEL	Endesa	877	55,56	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
EMEL	AES Gener	360	58,95	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
EMEL	AES Gener	770	52,49	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
Chilectra	Endesa	1.700	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Endesa	1.500	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Colbun	500	58,60	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	58,26	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	57,85	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	AES Gener	1.800	65,80	208,98	117,80	6,60	626,99	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	86,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,60	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,20	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	408	96,02	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	442	96,12	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Campanario	900	104,19	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	100	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	2.000	102,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	Endesa	660	102,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	100	110,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	175	92,80	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	98,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	99,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	100	99,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	99,92	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	200	101,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	102,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	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: Systeop

## Análisis por tecnología de generación SIC

### Generación Hidráulica

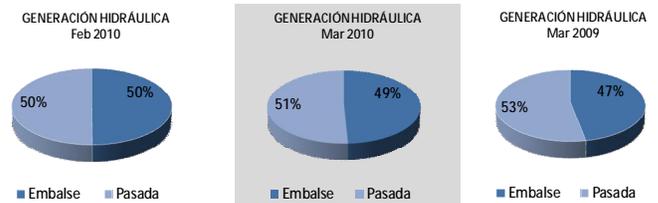
La generación en el SIC en el mes de marzo, utilizando el recurso hídrico para la producción de la energía, muestra una variación de un -6,4% respecto al mismo mes del año anterior, de un -9,3% en comparación al mes recién pasado, y de un 2,0% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -2,0% respecto al mismo mes del año anterior, de un -10,6% en comparación al mes recién pasado, y de un 2,5% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -10,3% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -8,0% en comparación al mes recién pasado, y de un 1,4% en relación a los últimos 12 meses.

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

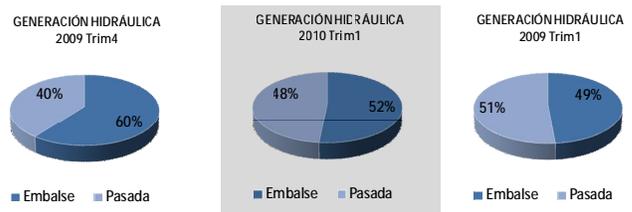
GENERACION HIDRÁULICA			
	Feb 2010	Mar 2010	Mar 2009
Embalse	854	764	780
Pasada	857	788	878
<b>Total</b>	<b>1.711</b>	<b>1.552</b>	<b>1.658</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

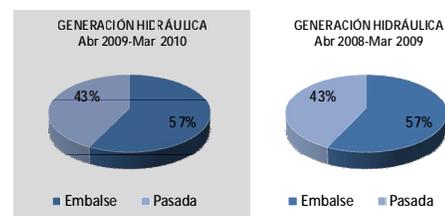
GENERACION HIDRÁULICA			
	2009 Trim4	2010 Trim1	2009 Trim1
Embalse	4.404	2.839	2.534
Pasada	2.881	2.662	2.680
<b>Total</b>	<b>7.284</b>	<b>5.501</b>	<b>5.215</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

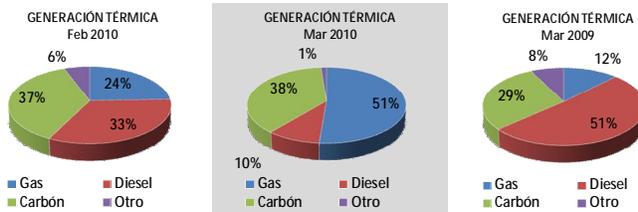
GENERACION HIDRÁULICA		
	Abr 2009-Mar 2010	Abr 2008-Mar 2009
Embalse	14.225	13.878
Pasada	10.556	10.407
<b>Total</b>	<b>24.781</b>	<b>24.285</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

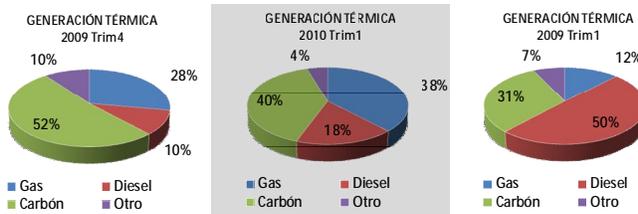
GENERACION TÉRMICA			
	Feb 2010	Mar 2010	Mar 2009
Gas	372	865	242
Diesel	503	166	1.011
Carbón	562	635	575
Otro	86	21	146
<b>Total</b>	<b>1.523</b>	<b>1.686</b>	<b>1.973</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

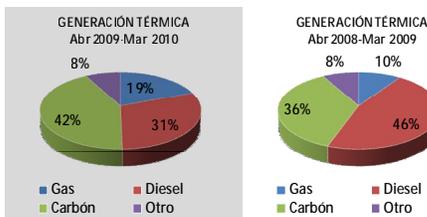
GENERACION TÉRMICA			
	2009 Trim4	2010 Trim1	2009 Trim1
Gas	936	1.742	639
Diesel	343	822	2.597
Carbón	1.739	1.829	1.629
Otro	340	214	367
<b>Total</b>	<b>3.358</b>	<b>4.607</b>	<b>5.231</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACION TÉRMICA		
	Abr 2009-Mar 2010	Abr 2008-Mar 2009
Gas	3.177	1.522
Diesel	5.041	7.942
Carbón	7.026	6.246
Otro	1.302	1.390
<b>Total</b>	<b>16.546</b>	<b>17.201</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de marzo, muestra una variación de un -14,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un 10,7% en comparación al mes recién pasado, y de un -3,8% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas natural, se presentan con una variación de 258,2% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 132,7% en comparación al mes recién pasado, y de un 95,8% en relación a los últimos 12 meses.

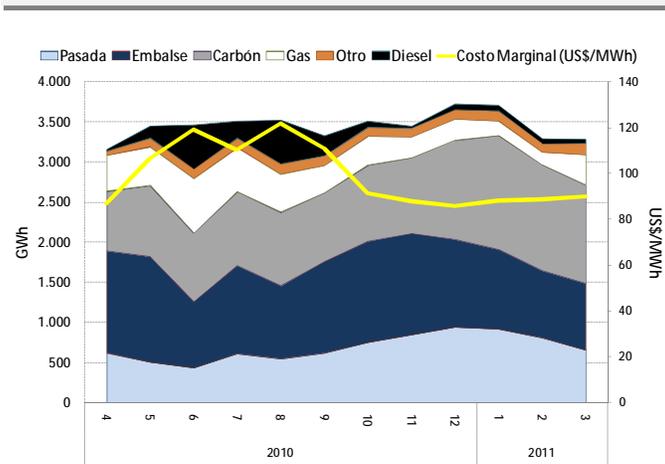
El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, se presentan con una variación de -83,6% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -67,1% en comparación al mes recién pasado, y de un -36,5% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 10,4% respecto al mismo mes del año anterior, de un 12,9% en comparación al mes recién pasado, y de un 12,5% 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 -85,7% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -75,9% en comparación al mes recién pasado, y de un -6,3% en relación a los últimos 12 meses.

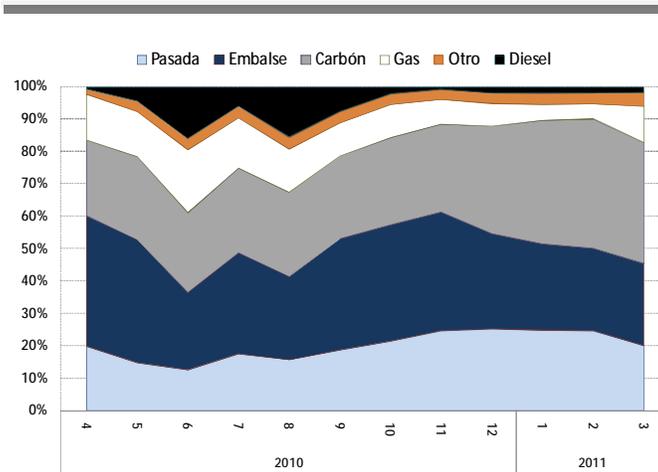
## Generación del SIC bajo hidrología Seca

Figura IV-I: Generación proyectada SIC, hidrología seca (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura IV-II: Generación proyectada SIC, hidrología seca (%)



Fuente: CDEC-SIC, System

## RM 88

Tabla V-I Resumen por empresas a febrero 2010 (\$)

EMPRESA	Total					Saldo Total Cuenta RM88 (Valores Actualizados a Febrero-10)					
	Diferencia Actualizada	Ventas a Precio de Nudo de Energía	Compras a Costo Marginal de Energía	Subtransmisión	Total Diferencia	Total diferencia Actualizada a Feb-09	Diferencia no recaudada Sep-09	Estimado a Recaudar Mar-10	Cuenta Remanente Períodos Anteriores (pendiente por tope del 20% Pnudo)	Total Saldo Acumulado Feb-10	
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$		
ENDESA	-202.877.386	30.583.049.675	33.355.490.232	-1.885.904.314	886.536.243	890.288.235	890.288.235	329.323.723	10.301.235.794	98.214.581.176	109.735.428.928
GENER	-74.534.425	11.194.298.147	12.224.839.096	-690.352.988	340.187.961	341.565.887	341.565.887	105.264.515	3.294.061.928	31.406.417.551	35.147.309.882
PUYEHUE	-2.216.357	346.734.874	378.246.935	-21.289.703	10.222.358	10.265.389	10.265.389	3.939.939	123.275.803	1.175.342.614	1.312.823.746
COLBUN	-152.559.280	23.706.883.281	25.894.680.224	-1.458.099.558	729.697.385	732.657.367	732.657.367	250.443.970	7.817.467.547	74.533.708.024	83.334.276.908
PEHUENCHE	-27.781.300	4.346.207.485	4.741.200.792	-266.852.344	128.140.963	128.680.355	128.680.355	49.083.953	1.535.484.614	14.639.697.726	16.352.946.648
GUACOLDA	-33.650.344	5.260.634.890	5.739.962.722	-323.024.173	156.303.659	156.957.387	156.957.387	39.344.492	1.235.607.050	11.780.589.369	13.212.498.298
ARAUCO	-12.143.908	1.717.040.776	1.873.089.381	-110.091.938	45.956.667	46.154.699	46.154.699	21.138.606	657.243.492	6.266.325.283	6.990.862.080
ESSA	-33.242.449	5.210.288.534	5.680.623.104	-319.763.101	150.571.469	151.215.954	151.215.954	60.583.766	1.897.961.615	18.095.644.913	20.205.406.248
CAMPANARIO	-25.808.520	4.037.578.667	4.404.523.079	-247.907.669	119.036.743	119.537.831	119.537.831	19.273.990	588.248.949	5.608.513.906	6.335.574.676
SGA	-8.481.804	1.323.624.565	1.443.854.578	-81.737.082	38.492.931	38.656.631	38.656.631	11.050.445	342.883.526	3.269.138.054	3.661.728.655
IBENER	-4.275.161	668.821.784	729.605.842	-41.063.153	19.720.905	19.803.912	19.803.912	7.441.918	252.253.630	2.405.049.752	2.684.549.211
POTENCIA CHILE	-7.188.419	1.124.933.612	1.227.054.916	-69.064.549	33.056.755	33.196.289	33.196.289	7.875.923	228.145.419	2.175.195.989	2.444.413.619
ELEKTRAGEN	-3.378.180	528.494.717	576.525.529	-32.449.340	15.581.472	15.647.061	15.647.061	4.817.312	143.546.613	1.368.609.625	1.532.620.611
NUEVA ENERGIA	-991.410	155.365.593	167.383.996	-9.440.164	2.578.238	2.596.786	2.596.786	1.551.648	47.698.038	454.765.129	506.611.601
SC DEL MAIPO	-161.418	25.252.823	27.547.858	-1.550.495	744.539	747.673	747.673	273.140	8.210.294	78.279.017	87.510.123
PACIFIC HYDRO	-490.054	76.665.757	83.633.317	-4.708.542	2.259.018	2.268.532	2.268.532	441.863	12.009.080	114.497.603	129.217.078
TECNORED	-1.972.780	308.277.526	336.409.739	-18.939.360	9.192.853	9.231.187	9.231.187	1.913.665	56.871.752	542.229.631	610.246.235
GESAN	-52.195	8.165.584	8.907.691	-501.358	240.749	241.763	241.763	56.628	1.587.288	15.133.602	17.019.280
LA HIGUERA	-4.534.204	711.650.183	775.571.098	-43.660.884	20.260.032	20.347.844	20.347.844	3.655.045	98.198.886	936.252.953	1.058.454.727
HIDROMAULE	-1.159.890	181.457.414	197.948.680	-11.141.285	5.349.981	5.372.501	5.372.501	1.055.375	26.376.750	251.482.585	284.287.211
ELECTRICA CENIZAS	-683.369	108.804.387	116.624.764	-6.564.522	1.255.854	1.268.477	1.268.477	166.494	7.816.818	74.527.517	83.779.306
EPSA	-1.471.127	234.229.529	251.064.909	-14.130.856	2.704.524	2.731.698	2.731.698	896.683	21.812.577	207.966.616	233.407.574
EL MANZANO	-338.301	52.925.079	57.735.032	-3.249.541	1.560.411	1.566.979	1.566.979	115.669	2.907.322	27.719.140	32.309.111
LOS ESPINOS	-9.797.205	1.532.710.287	1.672.006.514	-104.595.601	34.700.626	34.887.276	34.887.276	318.175	49.262.517	469.681.266	554.149.234
ENLASA	-19.946.243	3.028.385.292	3.333.818.517	-187.285.032	118.148.193	118.544.359	118.544.359	965.706	70.089.221	668.248.314	857.847.599
CRISTORO	-47.362	7.331.032	8.000.070	-450.669	218.370	219.289	219.289	1.652	310.206	2.957.580	3.488.727
PETROPOWER	-5.035.856	788.022.766	859.576.059	-48.380.374	23.172.919	23.270.675	23.270.675	4.698.472	113.938.973	1.086.322.914	1.228.231.034
GAS SUR	-1.140.559	181.597.138	194.649.535	-10.956.345	2.096.052	2.117.119	2.117.119	14.997	2.815.509	26.843.769	31.791.393
ORAFIT	-2.900	532.123	577.706	-32.121	13.463	13.519	13.519	183	34.441	328.365	376.508
PANGUIPULLI	-7.388.536	246.973.512	275.408.282	-32.336.800	-3.902.029	-3.935.762	-3.935.762	0	0	0	-3.935.762
HIDROELEC	-23.198	3.742.502	4.084.362	-229.443	112.417	112.894	112.894	0	0	0	112.894
NORVIND	-564.480	22.110.568	23.108.038	-1.557.461	-559.991	-564.480	-564.480	0	0	0	-564.480
MONTE REDONDO	-889.249	34.831.716	36.403.073	-2.453.535	-882.178	-889.249	-889.249	0	0	0	-889.249
PACIFICO	-6.166.749	374.258.379	415.215.619	-25.921.074	15.036.166	15.083.242	15.083.242	0	0	0	15.083.242
<b>TOTAL</b>	<b>-650.994.617</b>	<b>98.131.880.197</b>	<b>107.115.371.288</b>	<b>-6.075.685.374</b>	<b>2.907.805.717</b>	<b>2.919.859.321</b>	<b>2.919.859.321</b>	<b>925.707.944</b>	<b>28.937.355.651</b>	<b>275.896.049.983</b>	<b>308.678.972.899</b>

Fuente: CDEC-SIC, Syste

## Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón	Base	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	07-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	En Calificación	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	ENDESA	490	732	16-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Cobún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	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	En Calificación	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Cobún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	En Calificación	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	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96	36	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	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
DIA Parque Eólico El Pacífico	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
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 Mañencillo	Empresa Eléctrica Vallenar	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 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 Nº 2	Base	VII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 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 Pímaquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pímaquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Piquenes	SW Business S.A.	50	82	22-01-2010	En Calificación	Carbón	Base	VIII
Centrales Hidroeléctricas Río Puelche	HYDROCHILE SA	50	140	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTOTAL	Norvind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Totoral	Norvind S.A. Transmisión, Generación y	44,5	100	18-10-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MOL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA MODIF-CH-Laja	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan Central Trupan	Asociación de Canalistas Canal Zafaratu	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Central Elipino	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 EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Awas Calientes CHAguasCalientes	HYDROCHILE SA	24	80	15-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	38	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43	11-11-2009	En Calificación	Biomasa	Base	IX
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda	20	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
*Central Calle Calle*	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	20	50,0	09-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Carilafquén-Malaichahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Hornopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Eléctrica Cenizas	Eléctrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14	40	02-09-2009	En Calificación	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
*Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Tenó*	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmer - Correntoso	Hydroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Butamatal, Región del Bio-Bio CH Butamatal (e-sea)	RPI Chile Energías Renovables S.A.	11	25	24-10-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	-	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pelohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
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	Eólica	Base	VIII
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hidroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica Piruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco, Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S.A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallena	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPI CH-Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-sea)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	Aprobado	Eólica	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 de Pasada Río Blanco Rupanco*	Hydroaustral S.A.	5,5	15	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hydroaustral S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DONGO	HIDROELÉCTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	SouthPacific Corp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sota	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Central Hidroeléctrica Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	4,3	9	28-10-2009	En Calificación	Hidráulica	Respaldo	III
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº 2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4	10-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	RM
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII

## System Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

*Director*

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

Sebastian Mocarquer Grout

*Gerente General*

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

Alejandro Navarro Espinosa

*Gerente de Estudios*

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

Jorge Moreno De La Carrera

*Especialista Generación*

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

Oscar Álamos Guzmán

*Ingeniero de Estudios SIC*

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

Pablo Lecaros Vargas

*Ingeniero de Estudios SING*

[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.

