

# Reporte Sector Eléctrico

*SIC-SING*

Febrero 2010



## Contenido

### Artículos de interés especial

Editorial	2
SIC	5
Análisis General	6
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	9
Estado de los Embalses	11
Análisis Precios de los Combustibles	12
Análisis Precios Spot	13
Análisis Precio Medio de Mercado	14
RM 88	14
Análisis Parque Generador	15
Resumen Empresas	17
SING	26
Análisis General	27
Análisis Precio de Licitación	30
Análisis Precios de los Combustibles	30
Análisis Precios Spot	31
Análisis Precio Medio de Mercado	32
Análisis Parque Generador	32
Resumen Empresas	33
ANEXOS	34
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

Corema aprueba parque eólico de Codelco.

(Fuente: El Mercurio, 09/02/10)

HydroAysén asume desarrollo de línea de transmisión tras fin de contrato con Transelec.

(Fuente: El Mercurio, 08/02/10)

Endesa ingresa a Conama proyecto para línea a Terminal Quintero.

(Fuente: Diario Financiero, 08/02/10)

Conama rechaza recurso de Aguas Andinas en contra de Alto Maipo.

(Fuente: Diario Financiero, 03/02/10)

Chile pagaría por el GNL el precio más caro de la región hasta 2022.

(Fuente: Diario Financiero, 02/02/10)

A través de la Ley N°20.402 entra en vigencia el Ministerio de Energía.

(Fuente: Ministerio de Energía, 01/02/10)

GDF Suez y Codelco cierran fusión

(Fuente: Diario Financiero, 01/02/10)

Trámite ambiental de HydroAysén sería retomado el 30 de Junio.

(Fuente: El Mercurio, 25/01/10)

Danus y Fontaine tramitan nueva central térmica.

(Fuente: El Mercurio, 25/01/10)

Codelco y Colbún firman contratos de suministro eléctrico de largo plazo.

(Fuente: Codelco, 20/01/10)

Corema aprobó primera planta solar fotovoltaica.

(Fuente: Estrategia, 13/01/10)

Marcelo Tokman: "Para Chile sería conveniente contar con energía nuclear de aquí al 2020".

(Fuente: El Mercurio, 08/01/10)

Eldenor evalúa opciones para llegar al SIC ante potencial de la minería en Región de Atacama

(Fuente: El Mercurio, 08/01/10)

Gobierno da suma urgencia a reforma del agua y privados ven desincentivo a las inversiones.

(Fuente: El Mercurio, 07/01/10)

## Editorial

Durante el presente año tienen lugar tres estudios tarifarios que impactan en el desarrollo del mercado eléctrico chileno y en las tarifas que pagan los usuarios finales. Dichos estudios son los de Transmisión Troncal, de Subtransmisión, y de Expansión y Tarificación de los Sistemas Medianos. Estos estudios fueron establecidos en la Ley N° 19.940 de marzo de 2004 ("Ley Corta I"), con el objetivo de establecer incentivos para el desarrollo de los sistemas de transmisión en el país y el desarrollo de los sistemas eléctricos en zonas aisladas. A continuación se describen las principales características de cada uno de estos procesos, considerando la forma de tarificación, efectos en cada tarifa, así como posibles discrepancias que suscitan entre los distintos agentes del sector.

### **Sistema de Transmisión Troncal**

El Sistema de Transmisión Troncal es el conjunto de instalaciones de transmisión de cada sistema interconectado con tensión igual o superior a 220 kV (aunque coexisten en la actualidad instalaciones de 154 kV). Las empresas de transmisión troncal recaudan anualmente el valor anual de la transmisión por tramo de las instalaciones existentes, el cual está compuesto por la anualidad del valor de inversión del tramo (AVI) más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del mismo (COMA).

Para efectos de la remuneración, la empresa transmisora debe cobrar un peaje por tramo, el cual equivale al valor anual de la transmisión por tramo (AVI+COMA) menos el ingreso tarifario esperado del tramo (IT), que corresponde a la diferencia de las inyecciones y retiros de energía y potencia en el tramo, valorizados a los costos marginales en los extremos de las barras.

Para determinar el Valor de Inversión (VI) y el COMA de las instalaciones, se realiza cada cuatro años el Estudio de Transmisión Troncal, el cual tiene el objetivo de identificar las instalaciones que pertenecen a este segmento, para posteriormente valorizarlas de acuerdo a los costos de adquisición e instalación de sus componentes. A partir del VI calculado se determina el AVI por tramo, considerando una tasa de descuento de 10%. En el caso del COMA, éste es calculado como el valor anual eficiente para operar y mantener el tramo, en cumplimiento de las condiciones de calidad y seguridad de servicio.

El estudio comprende también la determinación del plan de expansión del sistema, mediante el cual se definen las obras nuevas y las ampliaciones que son requeridas en función de los escenarios futuros de generación y demanda. El plan resultante de este análisis tiene carácter de obligatorio, el cual debe ser llevado a cabo por la empresa propietaria de las instalaciones, en el caso de las ampliaciones, o mediante llamados a licitación, en el caso de obras nuevas.

La forma en que pagan los usuarios del sistema depende del área en que se encuentran ubicados. Dentro de la transmisión troncal se encuentra el Área de Influencia Común (AIC), dentro del cual se totaliza al menos un 75% de la inyección y demanda total de energía del sistema. Los pagos dentro de esta área se distribuyen en un 80% para los generadores y 20% para los consumos. Fuera de esta área, los peajes son pagados según el flujo en las redes: los flujos hacia el AIC son remunerados por los generadores, en caso contrario son los consumos quienes concurren al pago del peaje.

Finalmente, el pago de estos peajes se ve reflejado en la tarifa final de los usuarios mediante el cargo por concepto de uso troncal. Este cargo, junto con el precio de la energía y el cargo de subtransmisión y distribución, si corresponde, configuran el total de la tarifa que pagan los consumidores.

La expansión del sistema troncal del Sistema Interconectado Central ha sido tema de debate en el último tiempo, cuestionándose su compatibilidad y consistencia con la expansión del parque generador. Es importante destacar que, en estricto rigor, al menos en el área de influencia común, éste sistema se ha adaptado adecuadamente a los requerimientos de inyección y demanda esperados para el sistema. No obstante, dicha situación no se observa al norte de Nogales y al sur de Charrúa, fuera del AIC, en donde el sistema no presenta las mismas holguras, y futuros inversionistas enfrentan incertidumbres en su uso de la red.

### **Subtransmisión**

El segmento de la subtransmisión corresponde al conjunto de instalaciones de transmisión con tensión superior a 23 kV y que no cumplen con los requisitos para pertenecer al segmento de transmisión troncal, ubicados en zonas de concesión de empresas distribuidoras y cuya utilización no es exclusiva del consumo de un cliente o a la producción de un grupo reducido de centrales generadoras. Estas instalaciones tienen carácter de uso público y abierto, pudiendo ser utilizados por terceros en forma no discriminatoria mediante el pago de un peaje que permita remunerar el uso del tramo. La Ley establece que la determinación de esta remuneración se realiza sobre una empresa modelo eficiente adaptada a la demanda, sobre la cual se calcula el valor anual de los sistemas de subtransmisión (VASTX).

Para este efecto, cada cuatro años se realiza el Estudio para Determinar el Valor Anual del Sistema de Subtransmisión, mediante el cual se determina el Valor de Inversión (VI) de las instalaciones. En dicho estudio, se deben identificar y valorizar las instalaciones existentes, eliminando las instalaciones prescindibles del año base, a partir de donde se optimiza y adapta el sistema a la demanda en todo el horizonte de análisis, eliminando aquellas instalaciones que no sean necesarias. El plan de expansión resultante de este análisis es sólo recomendado, por lo cual no existe obligatoriedad de construcción por parte de las empresas.

Es importante destacar que el hecho de eliminar instalaciones en el proceso de optimización del sistema y el carácter no vinculante del plan de expansión determinado, entrega a las empresas propietarias de las instalaciones el incentivo a planificar sus inversiones en forma óptima, dado que es posible que sobreinstalaciones no sean reconocidas por el estudio tarifario.

Junto con el cálculo del VI de las instalaciones, se determinan los costos de operación, mantención y administración (COMA) para la empresa eficiente. Adicionalmente, en el estudio se determina el pago anual de las centrales generadoras que inyectan directamente en el sistema de subtransmisión, para cada año del horizonte de análisis. El valor pagado por las empresas generadoras debe descontarse del valor del VASTX calculado para efectos de determinar la remuneración de responsabilidad de los consumos.

Finalmente, el resultado de este estudio se ve reflejado, a través de los peajes de subtransmisión, en las tarifas de clientes y en los pagos de generadores que inyectan en sus redes. Si bien el monto de los peajes se obtiene de la valorización señalada, la asignación de pagos entre los generadores y clientes se realiza en función del uso que estos hacen de las redes. En el primer estudio de subtransmisión se utilizó el criterio de mínima distancia eléctrica, que corresponde al menor camino que se determine conforme a la suma de las reactancias de los tramos que componen cada camino desde el punto de inyección o retiro de cada sistema de subtransmisión, a la barra en que exista precio de nudo fijado. Sin embargo, para el actual proceso las bases del estudio fijan una nueva metodología, lo que probablemente modifique la distribución de pagos de peajes entre generadores y clientes.

### **Sistemas Medianos**

Se definen como sistemas medianos a aquellos sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW. En esta clasificación se encuentran los sistemas de Isla de Pascua, Hornopirén, Cochamó, Aysén y Magallanes. En estos sistemas, los segmentos de generación y transmisión están integrados en una sola empresa que se encarga de entregar el suministro, por lo cual deben regularse sus tarifas.

Los estudios son realizados cada cuatro años, y en ellos se determinan los planes de expansión de las instalaciones de generación y transmisión, así como los precios de nudo de energía y potencia a nivel de generación y transmisión. Estos precios de nudo son calculados en base al Costo Incremental de Desarrollo (CID) y el Costo Total de Largo Plazo (CTLP) de los segmentos de generación y transmisión de sistemas eficientemente dimensionados, los cuales abastecen la totalidad de la demanda de cada sistema mediano.

El CID corresponde al costo medio por unidad de demanda incremental de energía y potencia de un proyecto de expansión eficiente del sistema, cuyo valor actual neto es igual a cero. En otras palabras, es la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y los aumentos en los costos de operación que minimice el costo actualizado de la expansión del sistema en un horizonte de planificación de 15 años, a partir del parque generador e instalaciones de transmisión existentes.

El CTLP, por su parte, corresponde al valor anual constante requerido en los cuatro años del período tarifario para financiar el proyecto de reposición que minimiza el costo total de inversión más explotación en el largo plazo para los segmentos de generación y transmisión. A diferencia del CID, el parque generador existente no necesariamente corresponde al parque inicial del estudio de planificación.

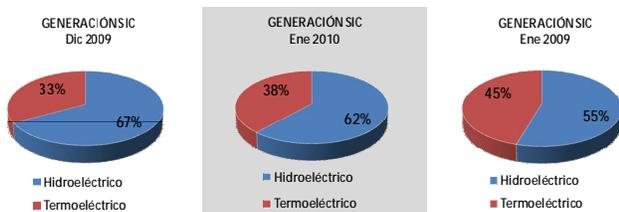
Finalmente, la tarifa se calcula sobre la base del costo incremental de desarrollo, no obstante, debe ser suficiente para cubrir el costo total de largo plazo del segmento de generación o transmisión correspondiente, siendo este último el que finalmente fija la tarifa en los sistemas medianos.

Los precios de nudo y potencia así calculados, son aplicados en el cálculo de la tarifa final de los usuarios conectados al sistema en forma directa o a través de la empresa distribuidora de la zona. De esta manera, el precio total de la energía que pagan los usuarios de los sistemas medianos es la suma del precio nudo de energía resultante del estudio más el valor agregado de distribución de la empresa distribuidora de la zona.

Es importante destacar que en estos sistemas, la decisión de expansión es vinculante durante los primeros cuatro años, es decir, si se determina que una instalación ya sea de generación o transmisión debe ser realizada dentro del período de fijación tarifaria, dichas obras deben ser obligatoriamente realizadas por la empresa. Sin embargo, el reconocimiento de dicha inversión sólo está garantizado completamente para el período tarifario en que ingresan al sistema y no necesariamente para toda la vida útil de la inversión. Esto se debe a que es el CTLP, calculado desde un parque de reposición eficiente, el que fija las tarifas y las bases del estudio no son explícitas en señalar si dicho parque debe considerar o no las inversiones obligatorias realizadas en períodos tarifarios anteriores.

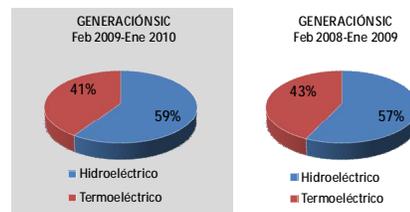


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 2: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

### Análisis de Generación del SIC

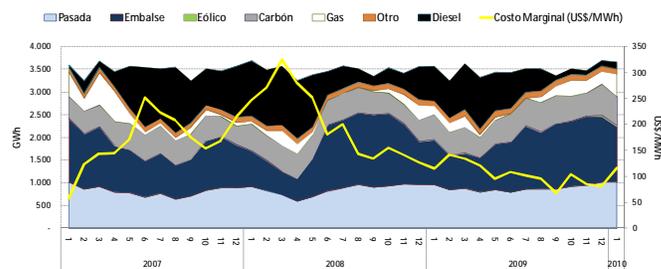
En términos generales, durante el mes de enero de 2010 la generación de energía en el SIC disminuyó en un 0,9% respecto a diciembre de 2009, aumentando en un 2,7% respecto a enero del mismo año.

La generación hidroeléctrica cayó en un 9% respecto de diciembre, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 15,7%. De esta forma, un 62% de la energía consumida en el SIC en el mes de enero de 2010 fue abastecida por centrales hidroeléctricas. Cabe destacar que con el comienzo de las operaciones de la central eólica Totoral, en la IV región, son cinco las centrales de este tipo presentes en el SIC, totalizando en el mes de enero 26 GWh de energía generada, lo que equivale al 0,7% de la energía total del sistema.

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de enero el aporte de las centrales de embalse al sistema se redujo en un 15,7% respecto de diciembre de 2009. Por su parte, las centrales de pasada aumentaron su aporte en un 0,6% en relación al mismo mes. La generación térmica utilizando diesel aumentó en un 31,3%, la generación a carbón disminuyó en un 8,2%, mientras que la generación a gas aumentó en un 75,3% respecto de diciembre de 2009.

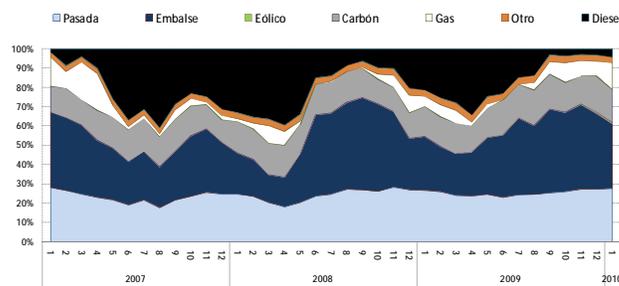
En la Figura 3 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Los costos marginales del SIC durante el mes de enero llegaron a un valor promedio de 116 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 115 US\$/MWh de enero de 2009 representa un alza de un 0,9%.

Figura 3: Generación histórica SIC



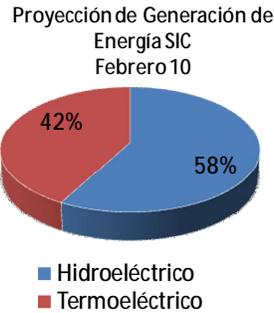
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 4: Generación histórica SIC (%)



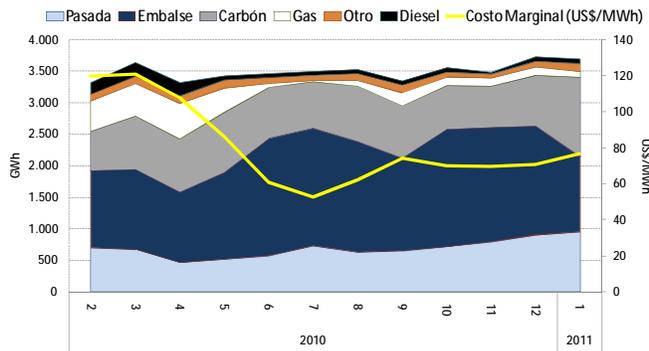
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 5: Proyección de Generación de Energía febrero 2010 SIC



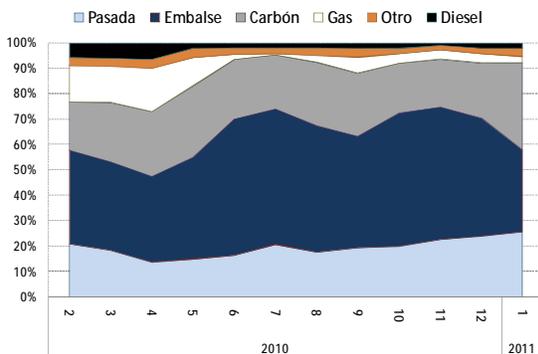
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 6: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 7: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

### Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de febrero de 2010, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 58% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

La Figura 6 y Figura 7 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal. 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 Guacolda IV para el mes de abril, 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 enero de 2010, la generación de energía experimentó un alza de 2,7% respecto del mismo mes de 2009, y una disminución de un 0,9% 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 42.431 GWh, lo que comparado con los 41.736 GWh del año 2009 se presenta como un crecimiento anual de un 1,67%.

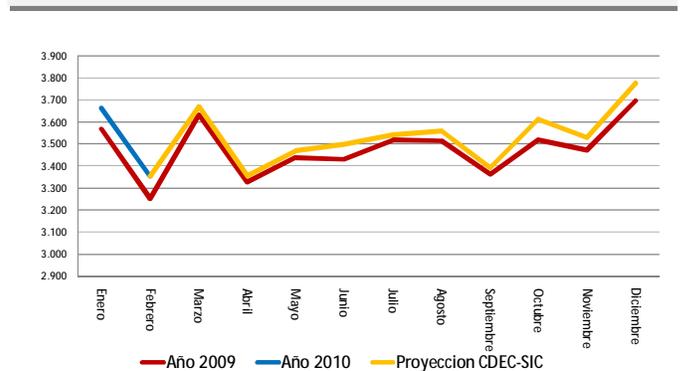
## Precio de Nudo de Corto Plazo

El día lunes 4 de enero de 2010 fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en octubre de 2009, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2009.

Los valores definidos por la autoridad son: 41,733 \$/kWh y 4.583,83 \$/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 50,09 \$/kWh. Este valor representa una baja de 2% respecto a la última indexación del precio de nudo de abril de 2009, realizada en el mes de octubre.

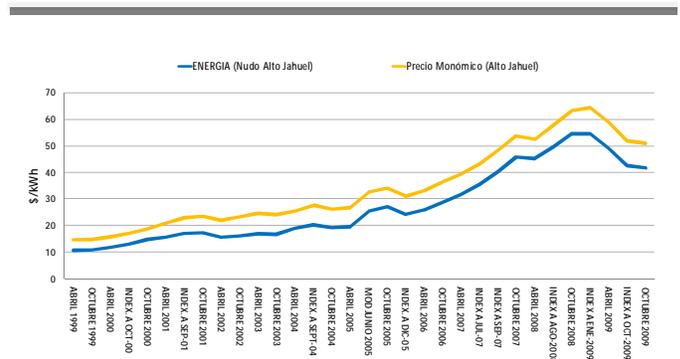
Es importante destacar que considerando el cálculo de la RM88, el valor del precio de nudo de la energía en la barra Alto Jahuel 220 llega a 49,146 US\$/MWh.

Figura 8: Generación histórica de energía (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 9: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

## 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 N°20.018. Estos precios toman el nombre de precios de nudo de largo plazo, y contemplan fórmulas de indexación válidas para todo el período de vigencia del respectivo contrato, con un máximo de 15 años.

En particular, el artículo 157º del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, indica que los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. Adicionalmente, en el caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico, el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados. Dicho artículo entrega además a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo la responsabilidad de llevar a cabo las reliquidaciones entre empresas concesionarias originadas por la aplicación de esta metodología.

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 de ene. 2010)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	73,4	5.419
Campanario	96,3	1.750
Colbún	74,2	6.782
Endesa	63,0	12.825
Guacolda	65,2	900
EMELDA	94,3	200
EPSA	97,4	75
Monte Redondo	92,0	275
<b>Precio Medio de Licitación</b>		<b>70,43</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. 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 ene. 2010)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Precio Medio Reajustado US\$/MWh
Chilectra	59,5	67,1
Chilquinta	83,3	74,1
EMEL	66,3	73,9
CGE	94,9	78,8
SAESA	65,2	72,8

\*Precios en Barra de Suministro

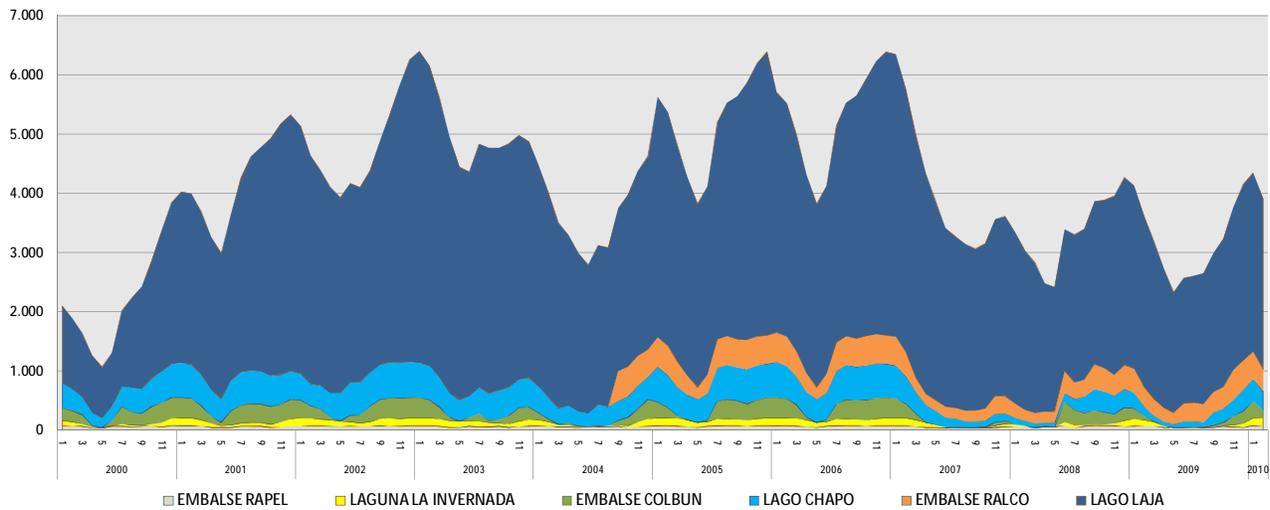
Considerando los tres procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC es de 70,6 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220.

## Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de febrero de 2010 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 3.910 GWh, lo que representa un 10% menos de lo registrado a comienzos del mes de enero, y un alza de 8% respecto a febrero 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 igual a la disponible en febrero de 2009.

Figura 10: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

		Ene 2010	Feb 2010	Feb 2009
EMBALSE	CC LBUN	285	132	54
	% de la capacidad máxima	78%	36%	15%
EMBALSE	RAPEL	81	74	75
	% de la capacidad máxima	95%	87%	88%
LAGUNA	LA INVERNADA	130	127	104
	% de la capacidad máxima	99%	97%	79%
LAGO	LAJA	3.019	2.880	2.888
	% de la capacidad máxima	57%	55%	55%
LAGO	CHAPO	375	328	171
	% de la capacidad máxima	59%	52%	27%
EMBALSE	RALCO	461	369	331
	% de la capacidad máxima	91%	73%	65%

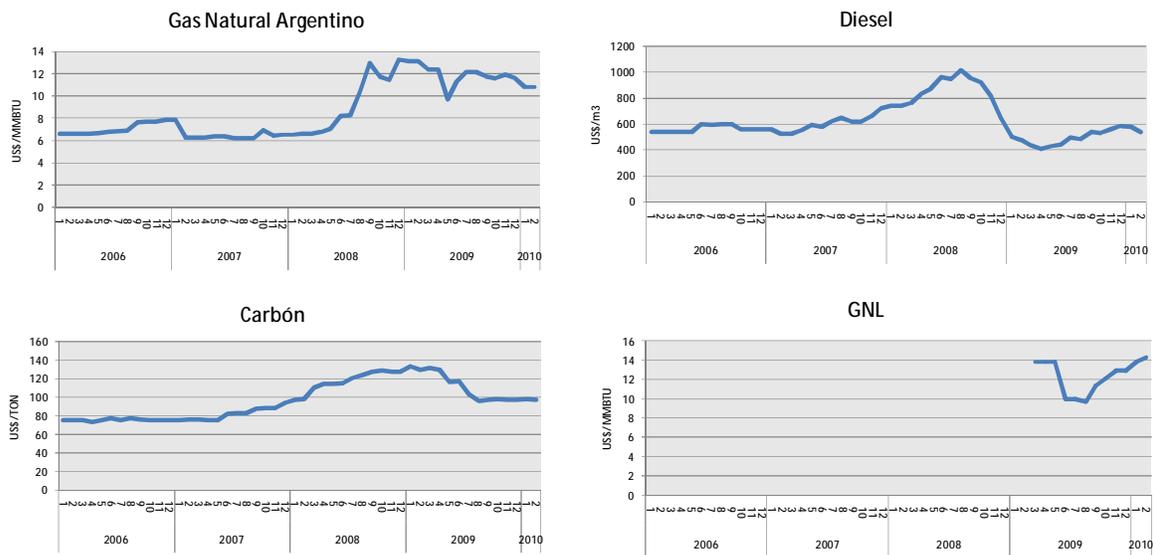
\*Valores iniciales para cada mes

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## 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 11.

Figura 11: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Syste

## Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

Los costos marginales del SIC para el mes de enero presentan un alza de 45% respecto a los registrados en el mes de diciembre de 2009, con un aumento de un 0,9% 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, de modo de cuidar las reservas de agua para el año hidrológico que comienza el mes de abril.

En la Tabla 5 y Figura 12 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 80 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	
Marzo	144	325	134	
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, Systepl

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

Año	Mes	HIDROLOGIA SECA	HIDROLOGIA MEDIA	HIDROLOGIA HUMEDA
2010	Febrero	120	120	118
-	Marzo	121	121	121
-	Abril	113	108	113
-	Mayo	113	86	72
-	Junio	105	61	65
-	Julio	89	53	42
-	Agosto	96	62	58
-	Septiembre	81	74	58
-	Octubre	83	70	54
-	Noviembre	87	70	57
-	Diciembre	87	71	58
2011	Enero	90	77	80

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

Figura 12: Costo Marginal Quillota 220 (US\$/MWh)



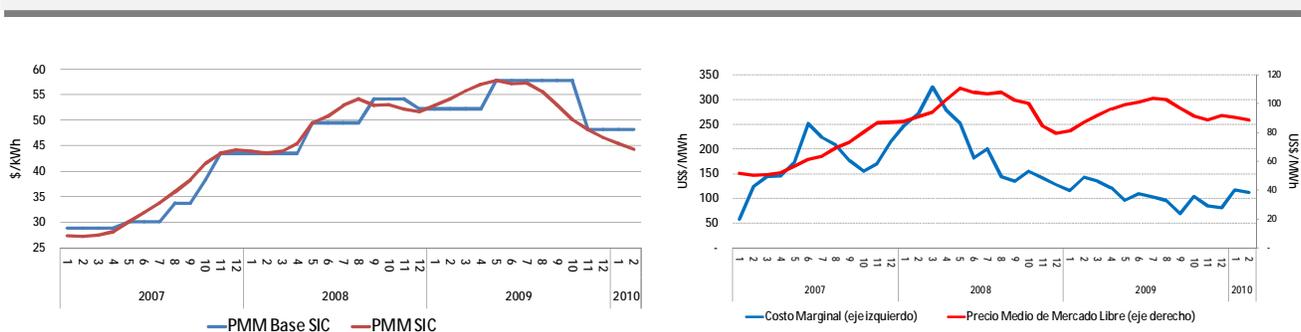
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

## 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 este mes es de 44,25 \$/kWh, lo que representa un descenso de 8,20% respecto al precio base fijado en el Informe de Precios de Nudo de Octubre de 2009 (48,22 \$/kWh).

Figura 13: Precio Medio de Mercado histórico y esperado



Fuente: CNE, Systeop

## 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 diciembre de 2009.

Tabla 6: Saldo total de cuentas RM88 a diciembre 2009

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	116.974
Gener	58.986
Colbún	88.817
Guacolda	14.058

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 febrero de 2010 y enero de 2011.

En total se espera la incorporación de 1.643 MW de potencia, incluyendo a las centrales de pasada La Higuera (155 MW) y Confluencia (155 MW), las centrales a carbón Ventanas III (240 MW) y Guacolda IV (139 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 Mantenimiento

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

- Rapel: 350 MW en febrero.
- Pehuenche: 500 MW en febrero.
- Machicura: 90 MW en febrero.
- Colbún: 400 MW en febrero y marzo.
- Taltal: 120 MW en febrero y marzo.
- Ralco: 640 MW en marzo.
- Pangué: 467 MW en marzo
- Bocamina: 125 MW en marzo.

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	Feb-10	16,3
EMELDA	Bautista Bosch Ostalé	Diesel	Feb-10	76
Campanario IV CA	Southern Cross	Diesel	Feb-10	60
Ventanas III	AES Gener	Carbón	Feb-10	240
Campanario IV CC	Southern Cross	Diesel	Feb-10	60
Calle Calle	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	Diesel	Feb-10	20
Guacolda IV	Guacolda	Carbón	Abr-10	139
Bocamina 2	Endesa	Carbón	Dic-10	342
Santa María	Colbun	Carbón	Ene-11	343
<b>Eólica</b>				
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		Abr-10	20
<b>TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)</b>				<b>1.643</b>

Fuente: CNE, CDEC-SIC, Systep

Tabla 8: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	5.314	6.997
Diesel	1.289	900
Eólico	1.506	3.242
GNL	879	527
Carbón	7.090	12.581
Otros	248	437
<b>TOTAL</b>	<b>16.326</b>	<b>24.684</b>
<b>Aprobado</b>	<b>7.276</b>	<b>10.265</b>
<b>En Calificación</b>	<b>9.050</b>	<b>14.419</b>
<b>TOTAL</b>	<b>16.326</b>	<b>24.684</b>

Fuente: SEIA, Syste

Figura 14: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

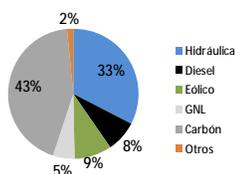


Tabla 9: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	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
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corrente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A.	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A.	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
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
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Embalse	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
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	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	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 Lida en Charaña	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

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 16.326 MW (9.050 MW en calificación), con una inversión de 24.684 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 enero de 2010 no se registran ingresos de proyectos, ni cambios de status en alguno de los ya presentes en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

Figura 15: Energía generada por empresa, mensual

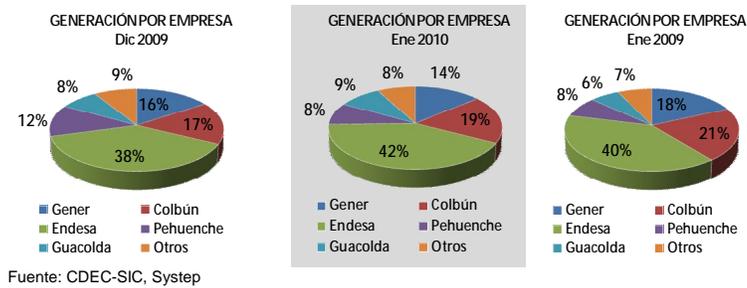


Figura 16: Energía generada por empresa, agregada trimestral

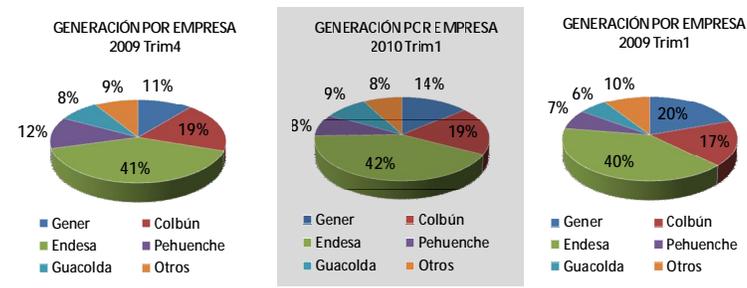
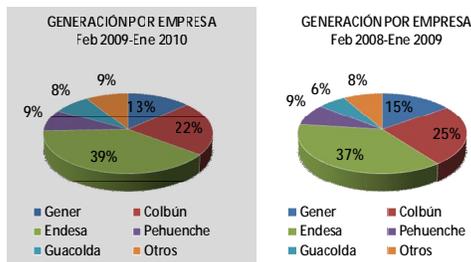


Figura 17: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



## 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 enero de 2010, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 42% de la producción total de energía, seguido de Colbún (19%), Gener (14%), Guacolda (9%) y Pehuenche (8%).

En un análisis por empresa se observa que Colbún, Endesa y Guacolda aumentaron su producción en un 12,1%, 8% y 10,2% respectivamente, en relación a diciembre de 2009. Por otro lado Gener y Pehuenche disminuyeron su producción para el mismo período en un 12,3% y 31,2% respectivamente.

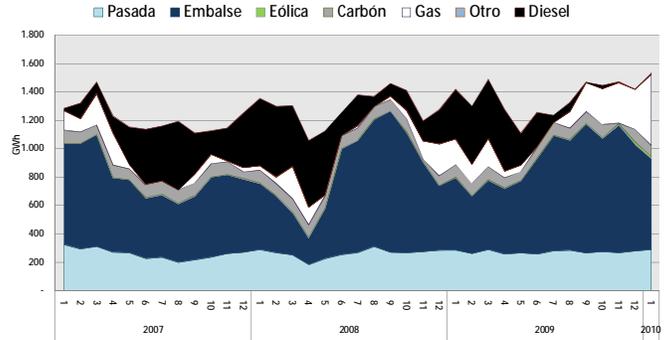
En las Figura 15 a Figura 17 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

## ENDESA

Analizando por fuente de generación, durante el mes de enero, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de un 14,8% respecto al mes de diciembre de 2009, con un alza de 25,5% en relación a enero de 2009. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada aumentó en un 3,5% respecto a diciembre, con un alza de 1% respecto a enero de 2009. La generación diesel, por su parte, presentó una fuerte alza respecto a diciembre, con una disminución de un 97,1% en relación al mismo mes del año 2009. Finalmente, la generación con gas natural aumentó un 77,4% respecto a diciembre y un 174,3% respecto a igual fecha del año 2009, explicado principalmente por la operación de la central San Isidro GNL a partir de agosto de 2009.

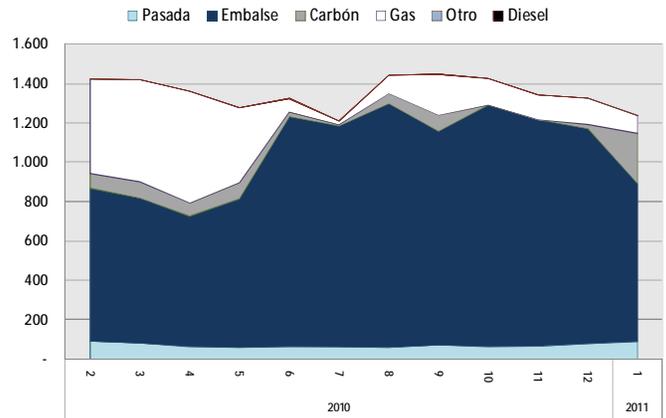
En la Figura 19 se puede apreciar una baja en la generación con gas a partir del mes de abril de 2010, hecho que coincide con el ingreso de la central Guacolda IV, desplazando su generación.

Figura 18: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 19: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 10: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Dic 2009	Ene 2010	Ene 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	280	290	287	3,5%	1,0%
Embalse	752	641	511	-14,8%	25,5%
Gas	283	502	183	77,4%	174,3%
Carbón	88	81	88	-7,2%	-8,0%
Diesel	3	10	350	202,1%	-97,1%
Eólico	18	13	3	-26,1%	349,1%
<b>Total</b>	<b>1.424</b>	<b>1.537</b>	<b>1.422</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Feb 2009-Ene 2010	Feb 2008-Ene 2009	Var. Últimos 12 meses
Pasada	3.289	3.159	4,1%
Embalse	8.142	7.130	14,2%
Gas	2.075	1.054	96,9%
Carbón	903	953	-5,3%
Diesel	1.904	3.264	-41,7%
Eólico	67	32	109,5%
<b>Total</b>	<b>16.380</b>	<b>15.592</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 12: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2009 Trim4	2010 Trim1	2009 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	825	290	842	-65,5%	-64,3%
Embalse	2.452	641	1.407	-54,5%	-73,9%
Gas	821	502	518	-3,2%	-38,9%
Carbón	184	81	265	-69,3%	-55,3%
Diesel	34	10	1.181	99,1%	-70,5%
Eólico	34	13	7	80,8%	-61,4%
<b>Total</b>	<b>4.349</b>	<b>1.537</b>	<b>4.220</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

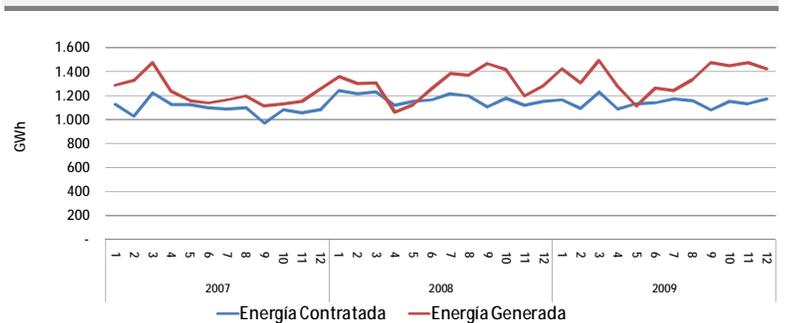
## ENDESA

### Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante diciembre de 2009 fue de 1.423 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.170 GWh; por tanto, por su carácter excedentario, realizó ventas de energía en el mercado *spot*.

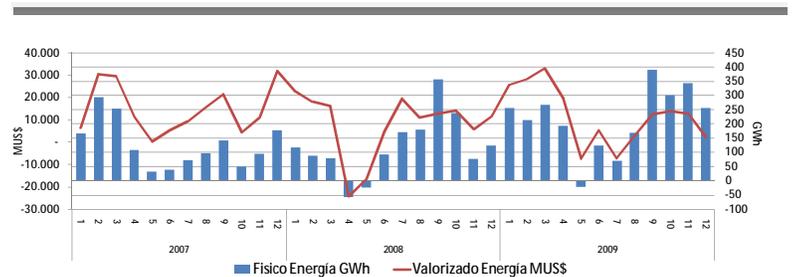
En la Figura 20 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

Figura 20: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 21: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

### Transferencias de Energía

Durante el mes de diciembre de 2009 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 254 GWh, las que son valorizadas en 2,1 MMUS\$. En la Figura 21 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

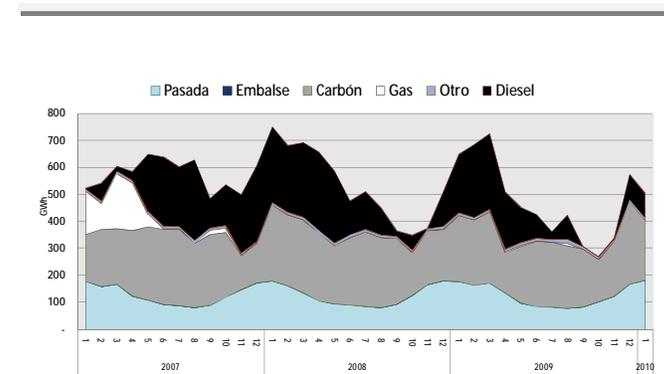
Analizando por fuente de generación, durante el mes de enero, la producción utilizando centrales a carbón exhibe una baja de un 26,6% respecto al mes de diciembre de 2009, con una reducción de 9% en relación a enero de 2009. La generación en base a centrales de pasada muestra un alza de 8,7% respecto a diciembre, con un aumento de un 2,6% en relación 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 el aumento de la operación de la central Nueva Renca Diesel, respecto a la última parte del año 2009, situación que se mantendrá hasta abril de 2010.

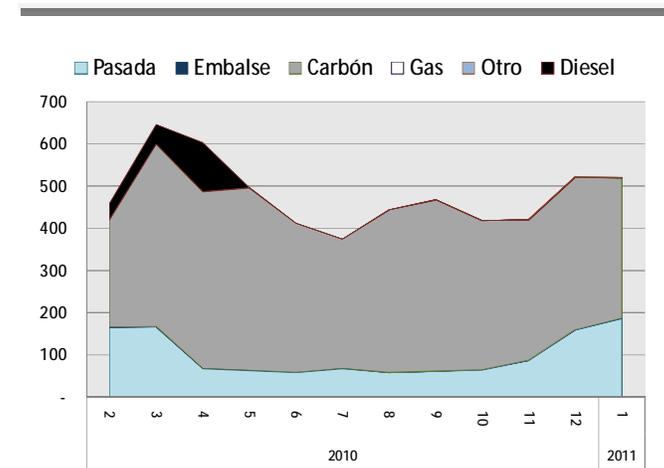
En la Figura 23 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 22: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 23: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 13: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Dic 2009	Ene 2010	Ene 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	168	182	178	8,7%	2,6%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	1	0	0	-100,0%	0,0%
Carbón	304	223	245	-26,6%	-9,0%
Diesel	96	90	216	-5,9%	-58,3%
Otro	8	10	10	24,7%	-0,4%
<b>Total</b>	<b>576</b>	<b>505</b>	<b>649</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

GENERACIÓN GENER			
	Feb 2009-Ene 2010	Feb 2008-Ene 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.475	1.502	-1,8%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	23	1	2342,8%
Carbón	2.687	2.827	-4,9%
Diesel	1.286	1.863	-31,0%
Otro	112	112	-0,1%
<b>Total</b>	<b>5.582</b>	<b>6.305</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 15: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2009 Trim4	2010 Trim1	2009 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	393	182	514	-54,6%	-53,7%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	1	0	0	0,0%	-100,0%
Carbón	667	223	752	-70,3%	-66,5%
Diesel	101	90	764	-88,2%	-10,5%
Otro	23	10	28	-54,5%	-57,5%
<b>Total</b>	<b>1.185</b>	<b>505</b>	<b>2.058</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Syste

## GENER

### Generación Histórica vs Contratos

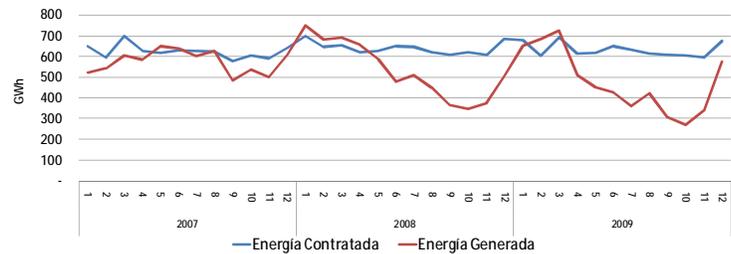
La generación real de energía para Gener durante diciembre de 2009 fue de 575 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 678 GWh; por tanto, tuvo que realizar compras de energía en el mercado *spot*.

En la Figura 24 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

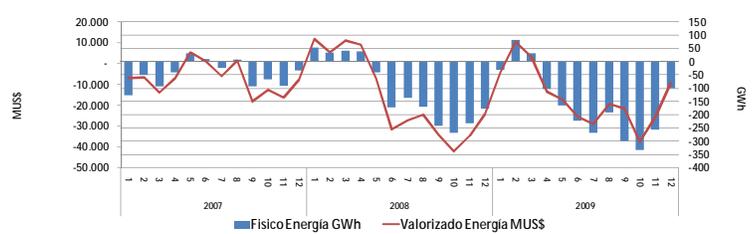
Durante el mes de diciembre de 2009 las transferencias de energía de Gener ascienden a -102 GWh, las que son valorizadas en -9,3 MMUS\$. En la Figura 25 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.<sup>2</sup>

Figura 24: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 25: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Syste

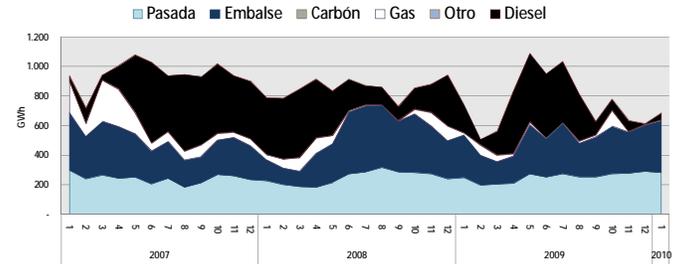
<sup>2</sup> Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el *spot*.

## COLBÚN

Analizando por fuente de generación, durante el mes de enero, la producción de las centrales de embalse exhibe un aumento de un 13% respecto al mes de diciembre, con un alza de un 21,5% en relación a enero de 2009. La generación en base a centrales diesel presenta un gran alza respecto a diciembre, con una disminución de 74,7% en relación a enero de 2009. Por último, las centrales de pasada presentan una baja en su aporte de un 3% respecto a diciembre, y un aumento de un 12,9% respecto al mismo mes del año 2009.

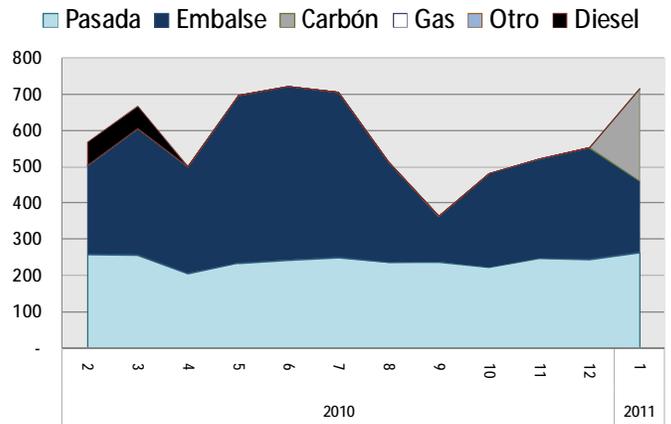
En la Figura 27 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal. Se destaca el ingreso en enero de 2011 de la central Santa María de 343 MW, primera central a carbón de la empresa.

Figura 26: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 27: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 16: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Dic 2009	Ene 2010	Ene 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	294	285	252	-3,0%	12,9%
Embalse	313	353	291	13,0%	21,5%
Gas	4	2	10	-39,4%	-76,3%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	4	48	192	1051,8%	-74,7%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>615</b>	<b>689</b>	<b>745</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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

GENERACIÓN COLBUN			
	Feb 2009-Ene 2010	Feb 2008-Ene 2009	Var. Últimos 12 meses
Pasada	3.089	3.048	1,3%
Embalse	3.243	3.614	-10,3%
Gas	283	542	-47,8%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	2.545	3.006	-15,3%
Otro	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>9.160</b>	<b>10.210</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 18: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2009 Trim4	2010 Trim1	2009 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	853	285	662	-59,9%	-66,5%
Embalse	914	353	647	-45,4%	-61,4%
Gas	112	2	120	-99,0%	-97,9%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	153	48	389	-87,5%	68,3%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>2.032</b>	<b>689</b>	<b>1.818</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

## COLBÚN

### Generación Histórica vs Contratos

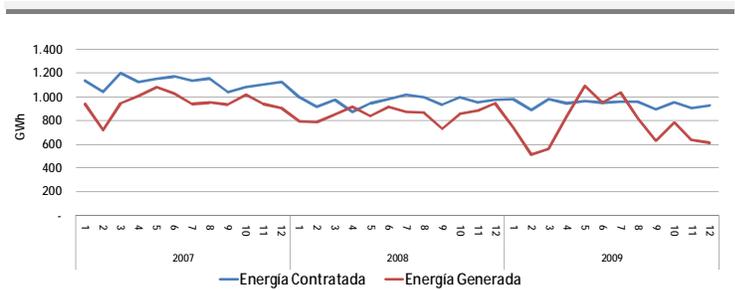
La generación real de energía para Colbún durante diciembre de 2009 fue de 614 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 928 GWh; por tanto, tuvo que realizar compras de energía a costo marginal en el mercado spot, por su carácter de deficitario.

En la Figura 28 se ilustra el nivel de contratación estimado para Colbún junto a la producción real de energía.

### Transferencias de Energía

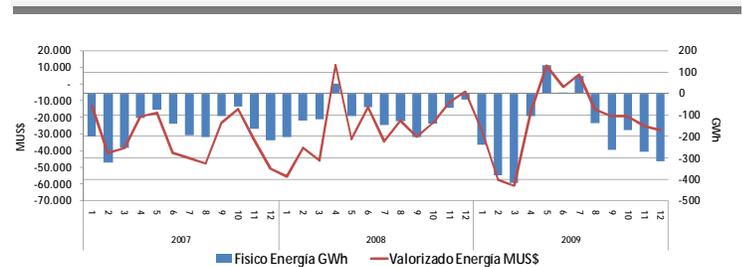
Durante el mes de diciembre de 2009, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -313 GWh, las que son valorizadas en -27,3 MMUS\$. En la Figura 29 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>3</sup>

Figura 28: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 29: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

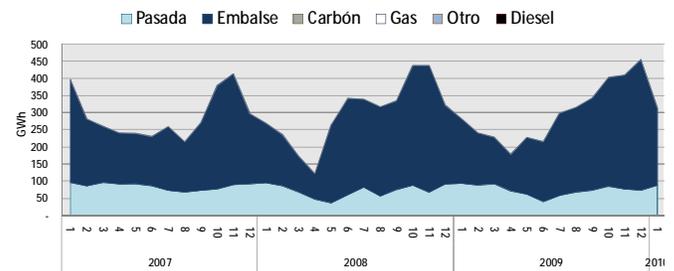
<sup>3</sup> Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

## PEHUENCHE

Durante el mes de enero, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de un 41% respecto al mes de diciembre, y un alza de un 19,3% en relación a enero de 2009. La generación en base a centrales de pasada muestra un alza de un 19,3% respecto a diciembre, con una baja de 5,7% en relación al mismo mes del año 2009.

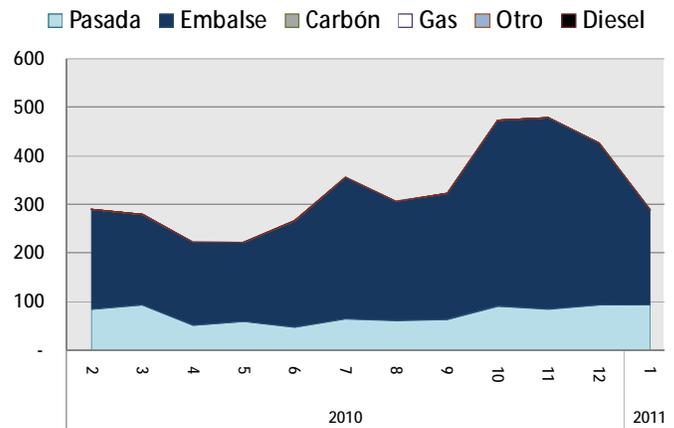
En la Figura 31 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 30: Generación histórica Pehuencche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 31: Generación proyectada Pehuencche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 19: Generación Pehuencche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Dic 2009	Ene 2010	Ene 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	74	88	94	19,3%	-5,7%
Embalse	383	226	190	-41,0%	19,3%
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>458</b>	<b>315</b>	<b>284</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Feb 2009-Ene 2010	Feb 2008-Ene 2009	Var. Últimos 12 meses
Pasada	383	859	2,8%
Embalse	2.765	2.768	-0,1%
Gas	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Otro	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>3.648</b>	<b>3.627</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 21: Generación Pehuencche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2009 Trim4	2010 Trim 1	2009 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	237	88	275	-67,9%	-62,7%
Embalse	1.037	226	480	-52,8%	-78,2%
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>315</b>	<b>755</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

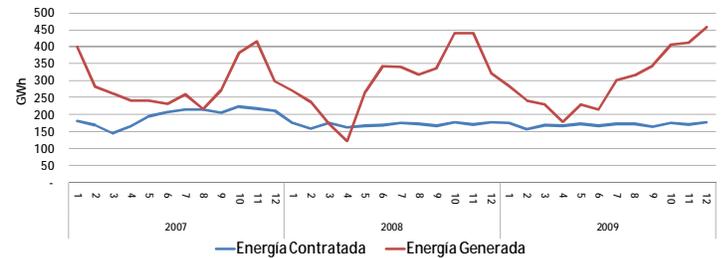
## PEHUENCHE

### Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante diciembre de 2009 fue de 458 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 178 GWh; por tanto tuvo que realizar ventas de energía en el mercado *spot*.

En la Figura 32 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

Figura 32: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)

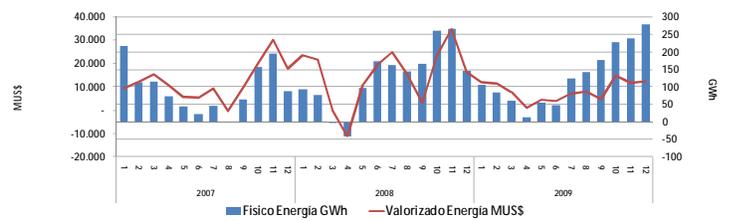


Fuente: CDEC-SIC, Syste

### Transferencias de Energía

Durante el mes de diciembre de 2009 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 280 GWh, las que son valorizadas en 12,4 MMUS\$. En la Figura 33 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.<sup>4</sup>

Figura 33: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, Syste

<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*.

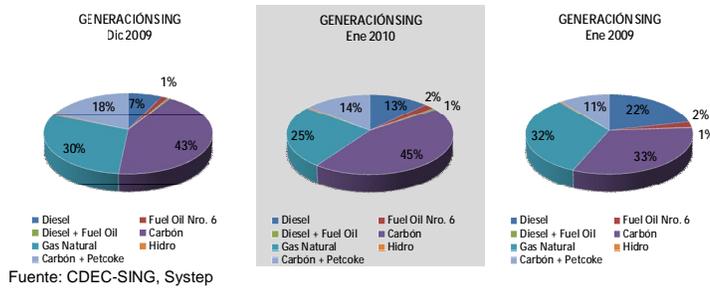
# SING

## Sistema Interconectado del Norte Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 34: Energía mensual generada en el SING



### Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de enero de 2010 la generación de energía en el SING disminuyó en un 5,2% respecto a diciembre de 2009, disminuyendo en 5,7% respecto a enero de 2009.

Se observa que la generación diesel aumentó un 69,0% con respecto a diciembre de 2009, mientras que la generación a carbón disminuyó en un 1,2%. La generación con gas natural disminuyó en un 19,6% respecto al mes pasado.

En la Figura 35 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 diciembre el costo marginal del sistema alcanza valores promedio de 100 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa un aumento de 12,2% 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 6. 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 35.

Figura 35: Generación histórica SING (GWh)

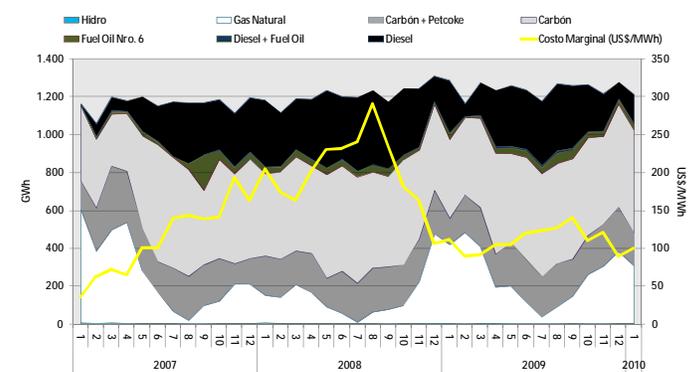


Figura 36: Generación histórica SING (%)

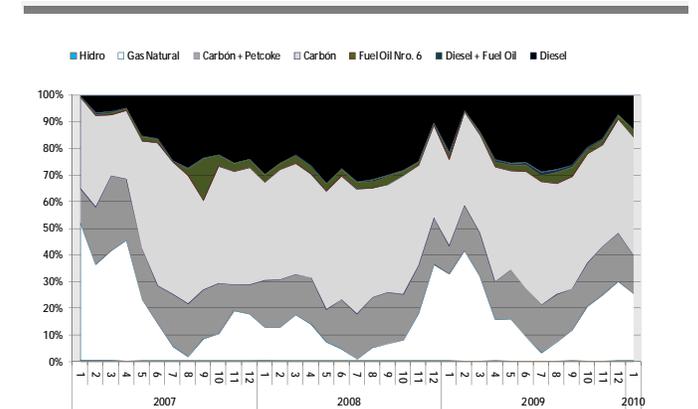
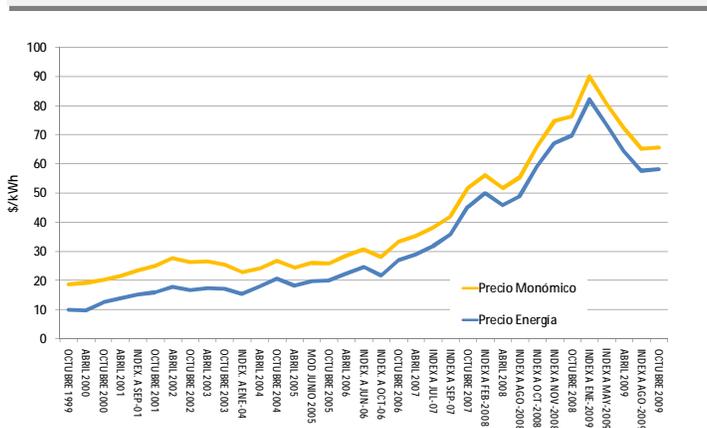
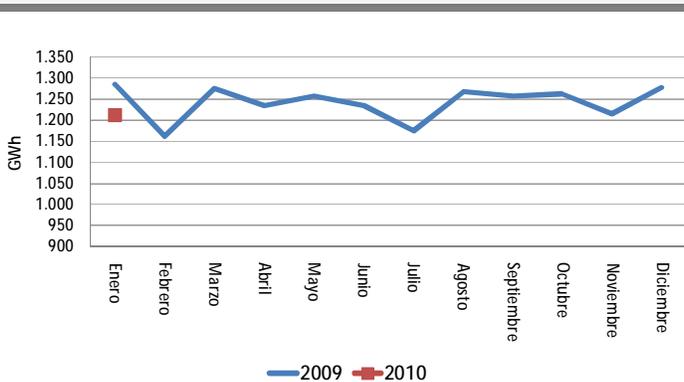


Figura 37: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 38: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systep

## 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

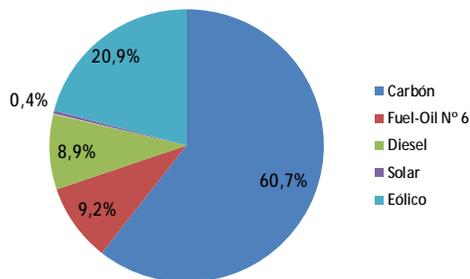
En el mes de enero de 2010, la generación real del sistema fue de 1.212 GWh. Esto representa una disminución de 5,7% con respecto al mismo mes del 2009.

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	9	40
Eólico	489	1.217
<b>TOTAL</b>	<b>2.341</b>	<b>4.649</b>
Aprobado	1.132	2.098
En Calificación	1.209	2.551
<b>TOTAL</b>	<b>2.341</b>	<b>4.649</b>

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 39: 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 febrero de 2010, considerando aquéllos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.341 MW (1.209 MW en calificación), con una inversión de 4.649 MMUS\$.

Durante el mes de enero fue aprobado el proyecto Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1, por una inversión de MMUS\$ 40 y una capacidad instalada de 9 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	EDELNORS S.A.	750	1500	06-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Cochrane	NORGEN ER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Granja Eólica Calama	Codeico Chile, División Codeico Norte	250	700	22-05-2009	En Calificación	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 Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	En Calificación	Eólico	Base	II
Central Termoeléctrica Salar	Codeico Chile, División Codeico Norte	85	55	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 Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	36	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoeléctrica Parinacota	Termoeléctrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNORS 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 Minería El Tesoro	Minería 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 1	CALAMA SOLAR 1 S.A.	9	40	01-09-2009	Aprobado	Solar	Base	II
Grupos de Generación Eléctrica	Minería 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	Minería Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	EN ORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Eléctricos Respaldo Minería Michilla	Minería Michilla S.A.	3,8	2,8	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 enero 2010)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Ene-10	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	84,97	2012

## Precios de combustibles

En la Figura 40 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 40: Valores informados por las Empresas

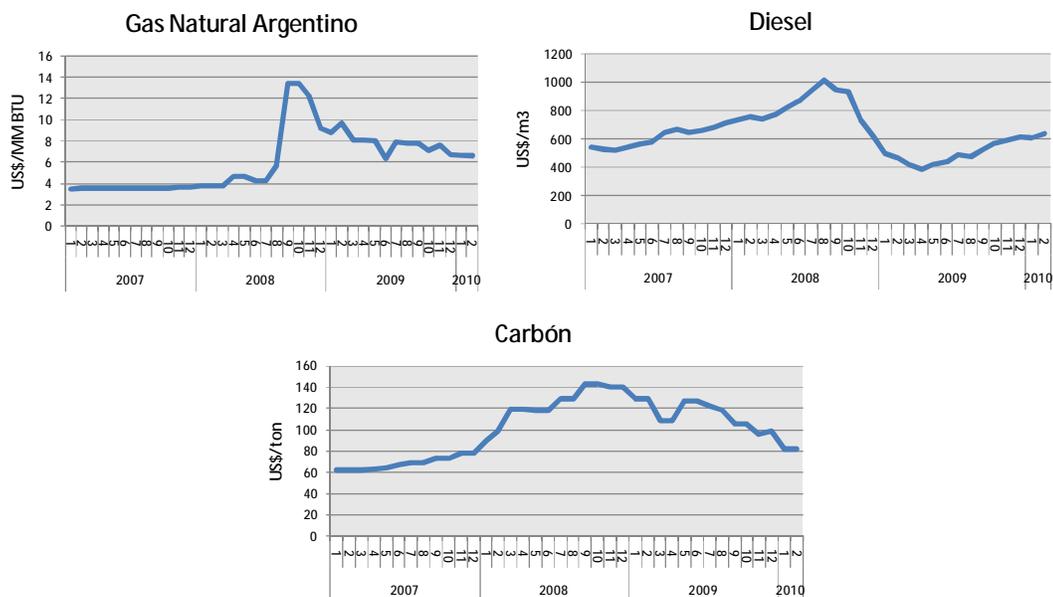


Tabla 25: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2007	2008	2009	2010
Enero	35	204	112	100
Febrero	63	174	90	-
Marzo	72	164	92	-
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, Syste

## Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

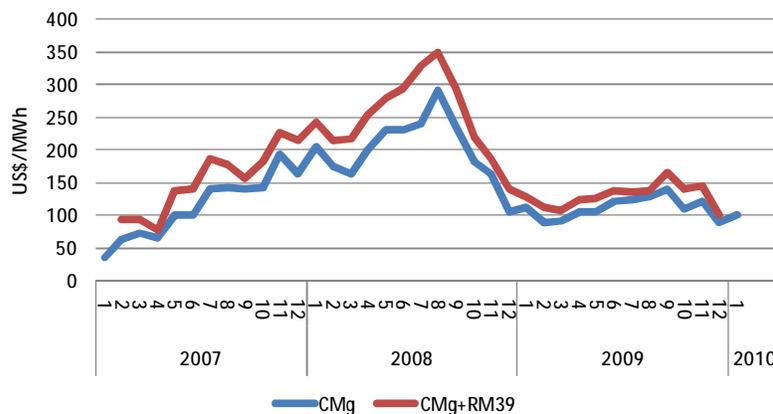
### Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 2008 aumentaron los costos marginales significativamente. 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 41 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 diciembre de 2009, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de diciembre. 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 diciembre, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 10,8 US\$/MWh.

Figura 41: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, Syste

## Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado para diciembre, determinado a comienzos de febrero de 2010, es de 66,74 \$/kWh, que representa una disminución de 4,05% 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.

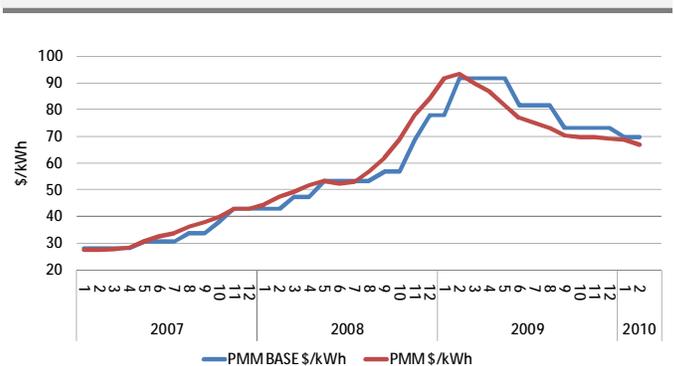
En total se incorporarán 790 MW de potencia entre cuatro unidades a carbón, las que entrarán en funcionamiento en un horizonte de 3 años. Debido al horizonte de tiempo en que ingresarán las centrales en construcción se espera que continúen las dificultades de operación en el SING, dependiendo de unidades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

- TV1C (Gas Atacama): 135 MW en febrero y marzo.
- TG12 (AES Gener): 208 MW en febrero.
- CTM2 (Mejillones): 175 MW en abril.
- CTTAR (Tarapacá): 158 MW en marzo.
- U13 (Tocopilla): 86 MW en febrero y marzo.
- U16 (Tocopilla): 400 MW en febrero.

Figura 42: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systepl

Tabla 26: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras						
Nombre	Dueño		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta		
Térmicas						
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>TOTAL POTENCIA A INCCRPCRAR (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 enero de 2010, el actor más importante del mercado es Electroandina, con un 31% de la producción total de energía, seguido por Edelnor, GasAtacama y Norgener con un 19%, 16% y 16%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que GasAtacama, Norgener y AES Gener aumentaron su producción en un 20,4%, 19,7% y 18,0% en relación a diciembre de 2009, respectivamente. El resto de las empresas, Celta, Edelnor y Electroandina, vieron para el mismo período disminuidas sus producciones en un 29,4%, 20,4% y 14,1%, respectivamente. En la Figura 43 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 44 se presentan las transferencias de energía de las empresas en diciembre de 2009.

Figura 43: Energía generada por empresa, mensual

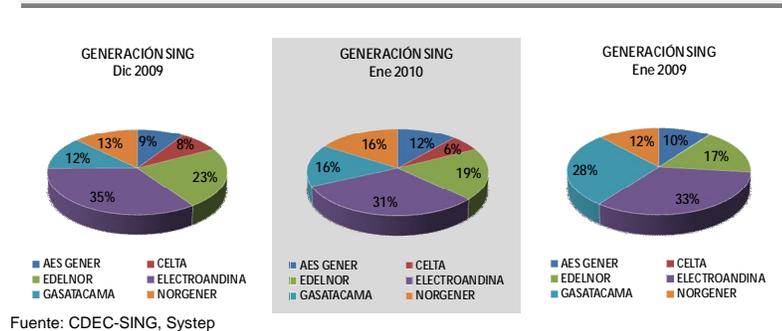
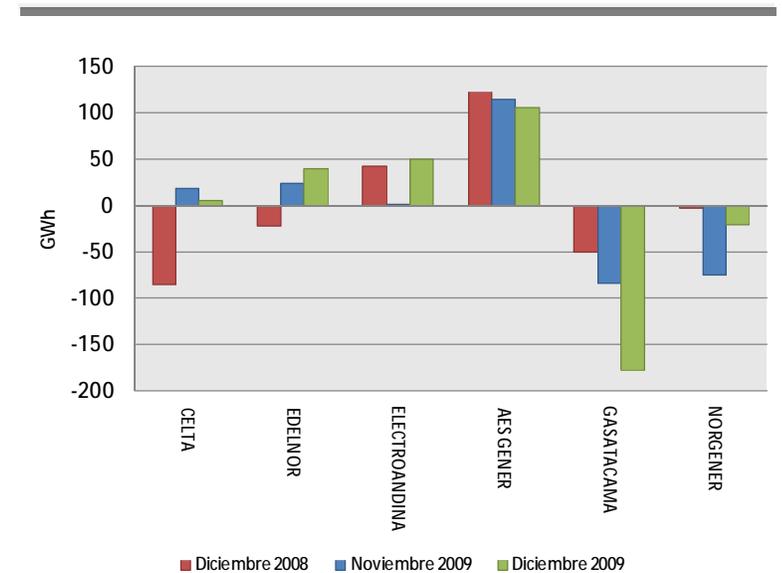


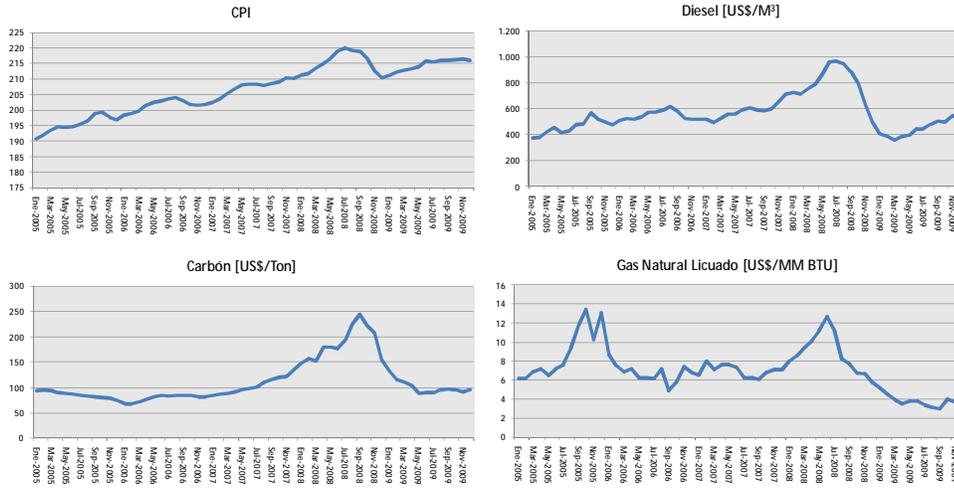
Figura 44: Transferencias de energía por empresa, mensual



## 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 Enero de 2010

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Ene-10 Barra Suministro	Indexado Ene-10 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	69,9	69,3	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	69,5	68,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	69,8	69,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	86,9	86,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	87,4	87,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	87,9	87,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	89,0	89,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	89,5	89,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	90,0	90,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	90,3	90,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	90,6	90,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	96,1	96,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	96,3	96,3	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	79,1	79,1	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	70,4	70,4	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	67,8	66,5	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	103,5	96,6	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	98,5	95,9	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	98,6	96,0	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	66,1	65,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	123,4	115,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	123,4	115,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	123,4	115,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	123,4	115,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	123,4	115,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	123,4	115,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	123,4	115,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	123,4	115,2	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	63,1	64,9	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	64,3	66,1	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	61,1	59,8	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	60,7	59,5	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	57,9	60,3	59,1	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	97,3	90,9	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	97,3	90,9	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	99,2	92,7	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	102,3	95,5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	106,2	99,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,3	53,1	52,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	59,9	59,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	101,3	94,6	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	52,7	52,3	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	53,0	52,5	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	52,8	52,8	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	51,9	51,9	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	104,6	104,6	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	57,5	57,5	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	48,6	50,0	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	53,4	52,3	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	53,4	52,3	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	97,3	90,9	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	98,3	91,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	98,8	92,3	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	100,8	94,1	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	104,3	97,4	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	65,7	65,2	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	109,7	102,5	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	92,1	86,1	2010

Fuente: Systep

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	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

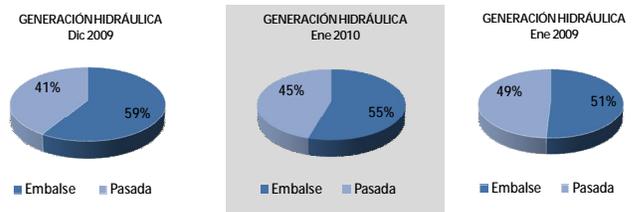
La generación en el SIC en el mes de enero, utilizando el recurso hídrico para la producción de la energía, muestra una variación de un 14,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un -9% en comparación al mes recién pasado, y de un 4,4% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de 23,1% respecto al mismo mes del año anterior, de un -15,7% en comparación al mes recién pasado, y de un 4,7% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de 6,3% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 0,6% en comparación al mes recién pasado, y de un 3,9% en relación a los últimos 12 meses.

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

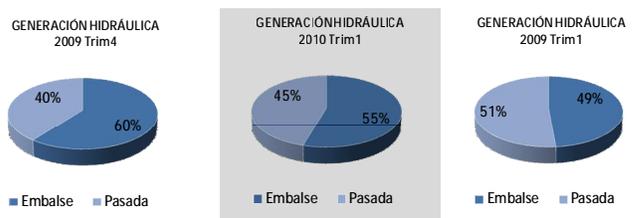
GENERACION HIDRÁULICA			
	Dic 2009	Ene 2010	Ene 2009
Embalse	1.448	1.220	991
Pasada	1.012	1.018	957
<b>Total</b>	<b>2.460</b>	<b>2.238</b>	<b>1.948</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systeep

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

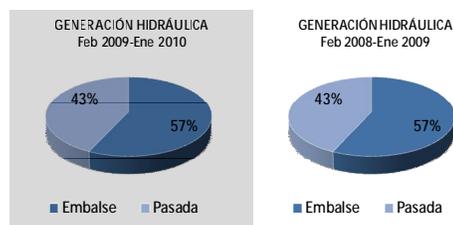
GENERACION HIDRÁULICA			
	2009 Trim4	2010 Trim1	2009 Trim1
Embalse	4.404	1.220	2.534
Pasada	2.881	1.018	2.680
<b>Total</b>	<b>7.284</b>	<b>2.238</b>	<b>5.215</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systeep

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

GENERACION HIDRÁULICA		
	Feb 2009-Ene 2010	Feb 2008-Ene 2009
Embalse	14.150	13.512
Pasada	10.634	10.239
<b>Total</b>	<b>24.784</b>	<b>23.751</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systeep

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

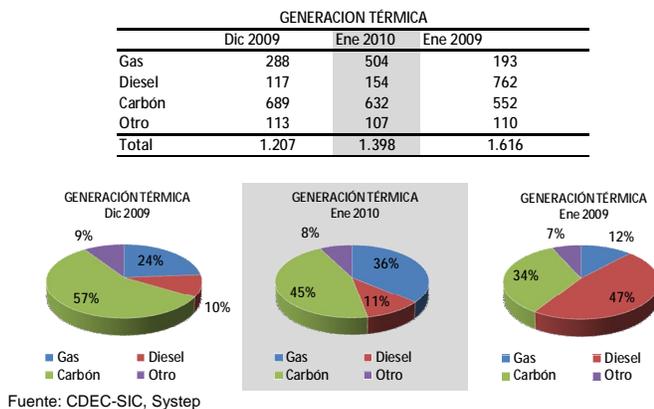


Figura III-V: Análisis Termo-Generación, trimestral (GWh)

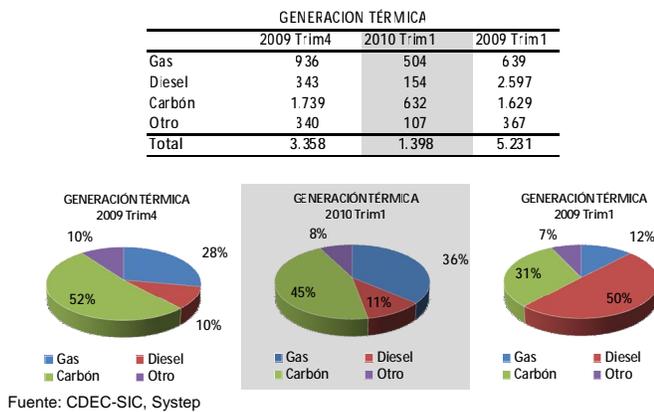
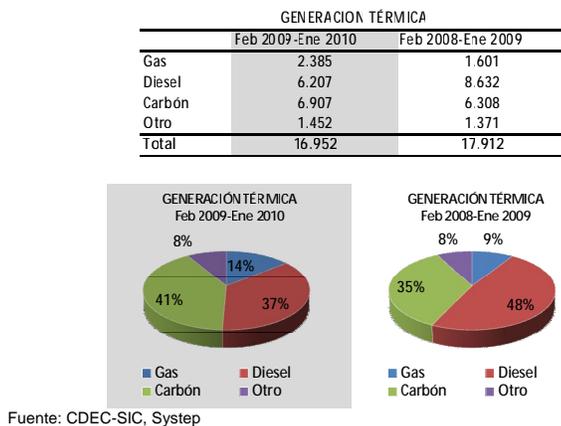


Figura III-VI Análisis Termo-Generación, últimos 12 meses (GWh)



## Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de enero, muestra una variación de un -13,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un 15,7% en comparación al mes recién pasado, y de un -5,4% 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 161,4% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 75,3% en comparación al mes recién pasado, y de un 48,9% en relación a los últimos 12 meses.

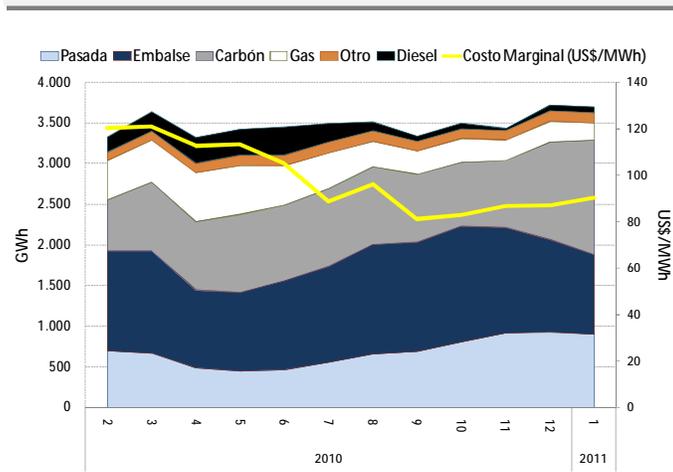
El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, se presentan con una variación de -79,8% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 31,3% en comparación al mes recién pasado, y de un -28,1% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 14,6% respecto al mismo mes del año anterior, de un -8,2% en comparación al mes recién pasado, y de un 9,5% 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 -2,4% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -5,5% en comparación al mes recién pasado, y de un 5,9% en relación a los últimos 12 meses.

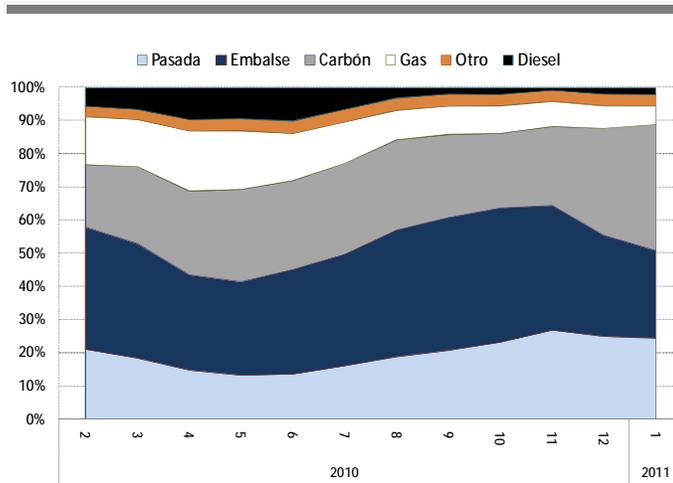
## Generación del SIC bajo hidrología Seca

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



Fuente: CDEC-SIC, Syste

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



Fuente: CDEC-SIC, Syste

RM 88

Tabla V-I Resumen por empresas a diciembre 2009 (\$)

EMPRESA	Total						Saldo Total Cuenta RM88 (Valores Actualizados a Dic-09)				
	Diferencia Actualizada	Ventas a Precio de Nudo de Energía	Compras a Costo Marginal de Energía	Subtransmisión	Total Diferencia	Total diferencia Actualizada a Dic-09	Total diferencia Actualizada a Dic-09	Total Saldo Acumulado a Nov-09	Diferencia Dic-09	Recaudación Dic-09	Total Saldo Acumulado Dic-09
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
PEHUENICHE	-27.560.403	12.537.365.220	15.843.314.757	-384.590.298	2.921.359.239	2.915.973.825	2.915.973.825	18.360.650.008	-27.560.403	-842.497.571	17.434.957.621
COLBUN	-15.134.624	65.587.326.213	82.653.222.345	-2.058.781.412	15.007.114.720	14.979.347.869	14.979.347.869	93.541.419.086	-15.134.624	-4.289.328.176	88.817.305.798
ENDESA	-20.126.253	85.192.352.794	107.228.014.635	-2.684.468.517	19.351.193.324	19.315.741.838	19.315.741.838	123.200.370.375	-20.126.253	-5.652.134.873	116.973.663.102
SGA	-8.414.363	3.655.948.468	4.567.905.807	-118.208.406	793.748.933	792.370.938	792.370.938	4.087.269.711	-8.414.363	-188.135.091	3.878.335.463
PUEHUE	-2.198.734	1.001.542.489	1.266.057.519	-30.683.135	233.831.895	233.400.137	233.400.137	1.474.037.403	-2.198.734	-67.639.600	1.399.732.604
GUAUCOLDA	-33.382.781	13.028.273.457	16.084.493.101	-446.931.564	2.609.288.079	2.604.788.305	2.604.788.305	14.813.742.248	-33.382.781	-677.959.211	14.057.513.291
GENER	-73.941.782	30.321.681.350	37.948.810.724	-984.580.405	6.642.548.969	6.630.473.336	6.630.473.336	39.441.205.168	-73.941.782	-1.807.402.788	37.440.350.216
ESSA	-32.978.129	15.123.734.375	19.127.049.864	-461.665.248	3.541.690.241	3.535.106.264	3.535.106.264	22.688.581.776	-32.978.129	-1.041.383.310	21.545.471.903
IBENER	-4.241.168	1.932.541.482	2.443.146.761	-59.181.755	451.423.524	450.589.652	450.589.652	2.737.583.433	-4.241.168	-138.407.815	2.586.639.327
ARAUCO	-12.047.349	5.131.769.551	6.526.950.770	-151.613.360	1.243.567.854	1.241.278.195	1.241.278.195	7.852.329.297	-12.047.349	-360.619.729	7.455.868.959
CAMPANARIO	-25.603.310	8.971.643.520	10.854.825.937	-345.393.371	1.537.789.047	1.535.323.026	1.535.323.026	7.084.424.480	-25.603.310	-322.763.450	6.714.591.281
ELEKTRAGEN	-3.351.319	1.528.687.264	1.933.073.738	-46.764.941	357.621.533	356.960.218	356.960.218	1.719.243.513	-3.351.319	-78.761.892	1.631.920.841
FPC	0	118.520.508	187.319.415	0	68.798.906	68.609.930	68.609.930	71.410.632	0	0	71.194.251
SC DEL MAIPO	-160.135	73.310.931	92.776.378	-2.234.500	17.230.858	17.198.909	17.198.909	98.219.919	-160.135	-4.504.866	93.257.303
TECNORED	-1.957.094	738.517.473	915.816.538	-25.327.985	151.971.080	151.696.364	151.696.364	683.270.766	-1.957.094	-31.204.684	648.038.617
POTENCIA CHILE	-7.131.262	3.166.023.077	3.975.308.005	-99.566.143	709.718.785	708.453.122	708.453.122	2.737.916.714	-7.131.262	-125.179.998	2.597.309.322
PSEG	0	0	0	0	0	0	0	19.711.337	0	0	19.651.610
GESAN	-51.780	23.693.616	29.985.245	-722.562	5.569.068	5.558.728	5.558.728	19.054.884	-51.780	-870.921	18.074.445
PACIFIC HYDRO	-486.157	221.448.775	279.935.090	-6.785.351	51.700.964	51.605.505	51.605.505	144.461.011	-486.157	-6.589.204	136.947.921
LA HIGUERA	-4.498.151	2.044.091.503	2.576.913.767	-63.118.656	469.703.607	468.850.411	468.850.411	1.182.272.272	-4.498.151	-53.880.268	1.120.311.462
HIDROMAULE	-1.150.667	557.419.328	715.167.010	-16.056.933	141.690.749	141.411.732	141.411.732	317.628.603	-1.150.667	-14.472.530	301.042.962
ELECTRICA CENIZAS	-677.935	308.703.483	387.068.781	-8.460.814	68.904.484	68.784.561	68.784.561	93.346.436	-677.935	-4.288.972	88.096.681
EPSA	-1.459.430	688.864.151	840.357.411	-20.365.533	151.127.727	150.859.895	150.859.895	260.493.179	-1.459.430	-11.968.237	248.276.195
EL MANZANO	-335.611	125.354.726	152.483.852	-4.683.272	22.445.854	22.405.882	22.405.882	35.742.385	-335.611	-1.595.204	33.703.267
LOS ESPINOS	-9.719.304	3.684.823.735	4.453.259.231	-146.118.666	622.316.830	621.579.979	621.579.979	608.160.237	-9.719.304	-27.029.610	569.568.543
ENLASA	-19.787.645	6.119.441.038	7.273.151.865	-250.399.229	903.311.598	902.098.421	902.098.421	926.765.006	-19.787.645	-38.456.913	865.712.268
CRISTORO	-46.986	18.932.937	23.532.713	-621.728	3.978.048	3.971.302	3.971.302	3.846.698	-46.986	-170.205	3.617.852
PETROPOWER	-4.995.815	2.199.199.253	2.755.375.375	-69.743.375	486.432.747	485.575.503	485.575.503	1.649.799.888	-4.995.815	-62.516.620	1.577.288.412
GAS SUR	-1.131.490	360.852.862	411.243.680	-15.790.065	34.600.753	34.584.638	34.584.638	34.159.744	-1.131.490	-14.131.490	31.378.922
ORAFIT	-2.877	2.408.892	2.915.476	-70.964	435.621	435.403	435.403	419.229	-2.877	-18.897	396.185
NUOVA ENERGIA	-983.527	327.939.868	377.874.689	-13.758.696	36.176.126	36.168.062	36.168.062	497.373.467	-983.527	-26.171.204	468.711.650
PANGUIPULLI	-7.329.788	248.959.091	273.605.030	-32.336.800	-7.690.861	-7.682.880	-7.682.880	-353.092	-7.329.788	0	-7.681.610
HIDROLEC	-23.013	3.770.803	4.058.660	-229.443	58.414	58.404	58.404	81.417	-23.013	0	58.157
PACIFICO	-6.117.715	378.348.401	411.501.165	-25.921.074	7.231.691	7.222.965	7.222.965	13.340.680	-6.117.715	0	7.182.541
NORVIND	-559.991	22.110.568	23.108.038	-1.557.461	-559.991	-559.991	-559.991	0	-559.991	0	-559.991
MONTE REDONDO	-882.178	34.831.716	36.403.073	-2.453.535	-882.178	-882.178	-882.178	0	-882.178	0	-882.178
<b>TOTAL</b>	<b>-645.818.382</b>	<b>265.460.432.918</b>	<b>332.676.026.446</b>	<b>-8.580.185.290</b>	<b>58.635.408.237</b>	<b>58.529.359.268</b>	<b>58.529.359.268</b>	<b>346.397.976.910</b>	<b>-645.818.382</b>	<b>-15.877.496.668</b>	<b>328.825.044.989</b>

Fuente: CDEC-SIC, Systep

## 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
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
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
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Embalse	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
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	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	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	Acosora 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 Eolico El Pacifico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo IFO 180	Base	III
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69	82	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69	168	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Valenar	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 Osomo	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
Centrales Hidroeléctricas Río Puelche	HYDROCHILE SA	50	140	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTOTAL	Novind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eolico Totoral	Novind 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 MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH-Laja	Alberio 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 Zafartu	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	31,0	73	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA 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 CHAguas Calientes	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 edico 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	En Calificación	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Carilafquén-Malacahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Rio Blanco, Homopfen	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 Pacifico	CMPC Celulosa SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso	Hydroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Butamala, Región del Bio-Bio CH Butamala (e-seia)	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 Florin	Empresa Eléctrica Florin	9,0	22,0	29-05-2009	En Calificación	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 Rio 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-Rio Blanco. Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S.A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPIL 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-seia)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	Aprobado	Eólica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Marposas	Hidroeléctrica Rio 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 Garcia Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Rio Blanco Rupanco"	Hydroaustral S.A.	5,5	15	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Rio Nalcas	Hydroaustral S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DONGO	HIDROELECTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southphatic	SouthPacific Corp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELECTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Central Hidroeléctrica Rio Huasco	Hidroeléctrica Rio Huasco S.A.	4,3	9	28-10-2009	En Calificación	Hidráulica	Respaldo	III
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoraillo	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 Mallerauco	Hidroeléctrica Mallerauco 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

## Systep Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

*Director*

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

Sebastian Mocarquer Grout

*Gerente General*

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

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.

