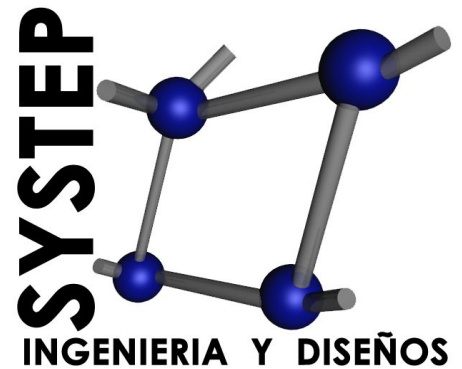


Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

MARZO 2009



Contenido

Artículos de interés especial

Editorial	2
SIC	5
Análisis General	6
Análisis Precio de Licitación	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 Precios de los Combustibles	30
Análisis Precios Spot	31
Análisis Precio Medio de Mercado	32
Análisis Parque Generador	32
Resumen Empresas	33
ANEXOS	33
Índice Precio de Combustibles	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
Generación del SIC bajo Hidrología Seca	
RM88	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

Precios del gas que llega a Chile podrían subir en mayo por cambios en el mercado argentino. (Fuente: El Mercurio, 03/03/09)

Surgen nuevos interesados por eléctrica Pilmaiquén. (Fuente: El Mercurio, 03/03/09)

HidroAysén invirtió \$31 mil millones sólo en estudios en 2008. (Fuente: El Mercurio, 02/03/09)

COREMA de Valparaíso aprueba proyecto de Central Termoeléctrica Energía Minera. (Fuente: Codelco, 27/02/09)

Gener duplica utilidades y eléctricas ganan casi US\$1.000 millones en 2008. (Fuente: El Mercurio, 27/02/09)

Exitosa convocatoria de licitación en geotermia realiza Ministerio de Minería. (Fuente: Ministerio de Minería, 23/02/09)

Empresas presentan proyectos por más de MUS\$22.000 desde que comenzó la crisis (Fuente: El Mercurio, 20/02/09)

Enel y Acciona llegan a acuerdo por el 25% de Endesa. (Fuente: DPA, Emol, 20/02/09)

Emblemático proyecto Alto Maipo entra en fase final de trámite ambiental. (Fuente: El Mercurio, 19/02/09)

Recepción de gas argentino en su mayor nivel desde mayo de 2007. (Fuente: El Mercurio, 19/02/09)

AES Gener posterga megaproyecto eléctrico de US\$1.300 millones por crisis internacional. (Fuente: La Tercera, 17/02/09)

Distribuidoras eléctricas molestas por retraso de decretos tarifarios. (Fuente: Diario Financiero, 17/02/09)

AES Gener, Campanario y Endesa se adjudicaron contratos de energía, en busca de asegurar el suministro de energía del SIC. (Fuente: El Mercurio, 06/02/09)

Editorial

En el mes de abril, se realizará un nuevo cálculo del valor del Precio de Nudo, el cual es determinado por la Comisión Nacional de Energía cada seis meses. Al respecto, existen una serie de factores que permitirían anticipar una baja en los precios de la energía en el corto plazo, entre los que destacan principalmente el tipo de cambio, los costos de los combustibles, los precios de los contratos y la baja en el consumo de energía.

La inestabilidad a nivel internacional causada por la crisis económica ha generado alta volatilidad en la tasa de cambio. En la última indexación de los precios de nudo realizada en noviembre, el valor del dólar de referencia correspondía a 618,39 \$/US\$. El valor promedio del dólar observado durante el mes de febrero (605,99 \$/US\$), representa una baja de un 2%.

Respecto del precio de los combustibles, para la fijación del mes de octubre de 2008 se consideró los valores utilizados en la programación semanal del CDEC-SIC vigente al día 30 de septiembre de 2008. La Tabla 1 expone las variaciones de los precios promedios de los combustibles en relación al programa de operación publicado el día 4 de marzo de 2009, donde se destaca una baja de un 47% del valor del diesel.

Tabla 1: Precios de Combustibles

Tipo de Combustible	Unidad	30-Sep-08	04-Mar-09	Variación
Carbón	US\$/Ton	128,93	131,22	1,77%
Gas Natural	US\$/MMBTU	9,62	9,40	-2,21%
GNL	US\$/MMBTU	17,50	-	-
Petróleo Diesel	US\$/m3	816,08	434,59	-46,75%

El tercer parámetro que afecta significativamente el resultado de la fijación es el precio medio de mercado (PMM). Este se determina con los precios medios de los contratos informados por las empresas generadoras, correspondientes a una ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del precio medio de mercado. El valor del PMM utilizado en la fijación de los precios de nudo de octubre de 2008 es 52,19 \$/kWh. Al día 2 de marzo de 2009 la CNE informó que el PMM presenta un alza de 6,67% (55,67 \$/kWh) respecto de la fijación de octubre de 2008.

Respecto a la proyección de la demanda, la CNE estimaba en el mes de octubre, un crecimiento para el año 2009 de 4,7%, y un 5,4% de crecimiento promedio para el período 2010-2018. Tomando en cuenta la generación real de energía de los meses de enero y febrero de 2009, y considerando la proyección de la operación de 12 meses que publica el CDEC-SIC para el período marzo-diciembre 2009, se estima para el año 2009 un crecimiento de 3%, valor que probablemente será revisado a la baja.

Más allá de los precios de corto plazo, interesa analizar como afectan en el precio medio de mercado en el mediano plazo los resultados obtenidos en el reciente proceso de licitaciones de suministro eléctrico, considerando el período en que dichos contratos entren en vigencia. En los artículos 166 y 167 del DFL4 se establece que el precio de mercado se calculará no sólo basado en las ventas a clientes libres, sino también en aquellas efectuadas a precio de nudo de largo plazo o precios de energía y potencia obtenidos en las licitaciones reguladas. Por tanto, a partir del año 2010, los precios obtenidos de las licitaciones, indexados, serán otra de las variables importantes que afectará el precio de nudo. Consecuentemente, resulta relevante entender en forma integrada el resultado obtenido en los tres procesos de licitaciones que se han realizado, en donde se ha comprometido el 97% de las ventas a los clientes regulados, resumidos en la Tabla 2¹. El promedio de precios de estas licitaciones al 2011, a precios de hoy, será de 82,6 US\$/MWh.

Tabla 2: Resultados de los Procesos de Licitación

Licitaciones	Inicio suministro	Energía [GWh/año]	Precio medio adjudicado [US\$/MWh]	Precio medio index feb-09 [US\$/MWh]	CPI	Carbón	GNL	Diesel
Licitación 1 2006	2010	12.766	54,9	79,4	53%	34%	8%	5%
Licitación 2 2007	2011	7.500	62,2	66,5	87%	0%	13%	0%
Licitación 3 2009	2010	7.202	105,3	105,3	100%	0%	0%	0%
Total procesos		27.468	70,0	82,6	75%	16%	7%	3%

* Valores referidos a Alto Jahuel 220

La diferencia en los precios resultantes de las licitaciones de ambos horizontes (contratos que se inician el 2010 y 2011) se debe al riesgo percibido por los generadores al abastecer en el 2010 un contrato con un costo de generación alto, dado que a ese año 2010 no se cuenta con una nueva oferta de generación térmica/hidráulica económicamente competitiva. En la Tabla 3 se puede apreciar los resultados medios de los tres procesos de licitación por empresa generadora. Endesa en promedio recibirá 73 US\$/MWh mientras la eólica Monte Redondo recibirá 110,5 US\$/MWh.

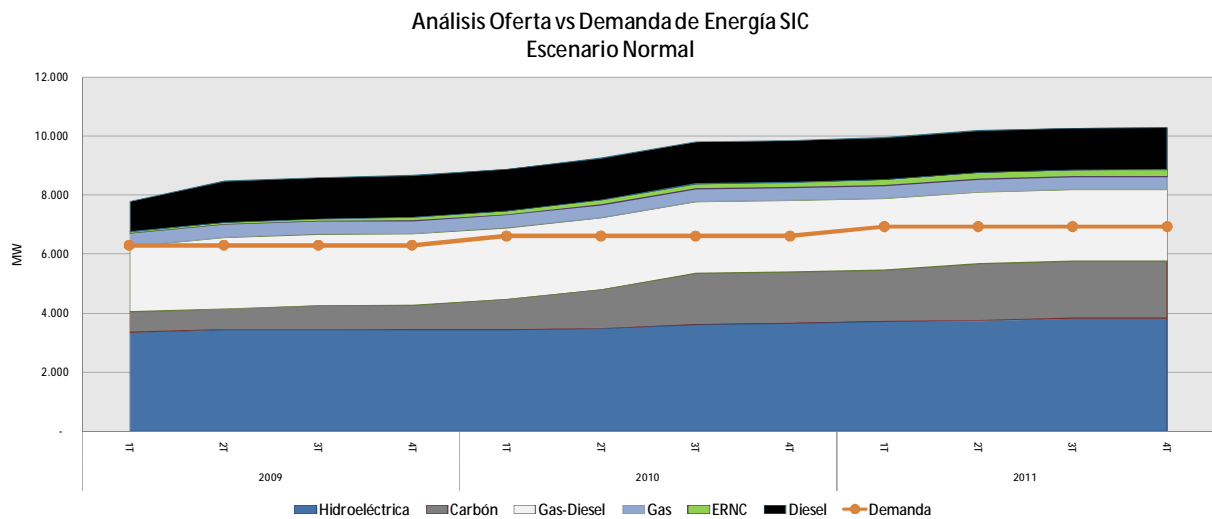
Tabla 3: Resultados Medios de los Procesos de Licitación Acumulados por Empresa Generadora a febrero de 2009

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación [US\$/MWh]	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	92,9	5.419
Campanario	101,0	1.750
Colbún	86,7	6.782
Endesa	73,0	12.425
Guacolda	87,2	900
Monte Redondo	110,5	100

¹Los valores resultantes de la tercera licitación de suministro no han sido indexados. Esto debido a la alta variabilidad del indexador definido para los dos primeros años. En este caso se destaca que, para cubrirse la volatilidad del costo de suministro de corto plazo, los contratos han sido indexados en función del costo marginal, con una base de 88,222 US\$/MWh.

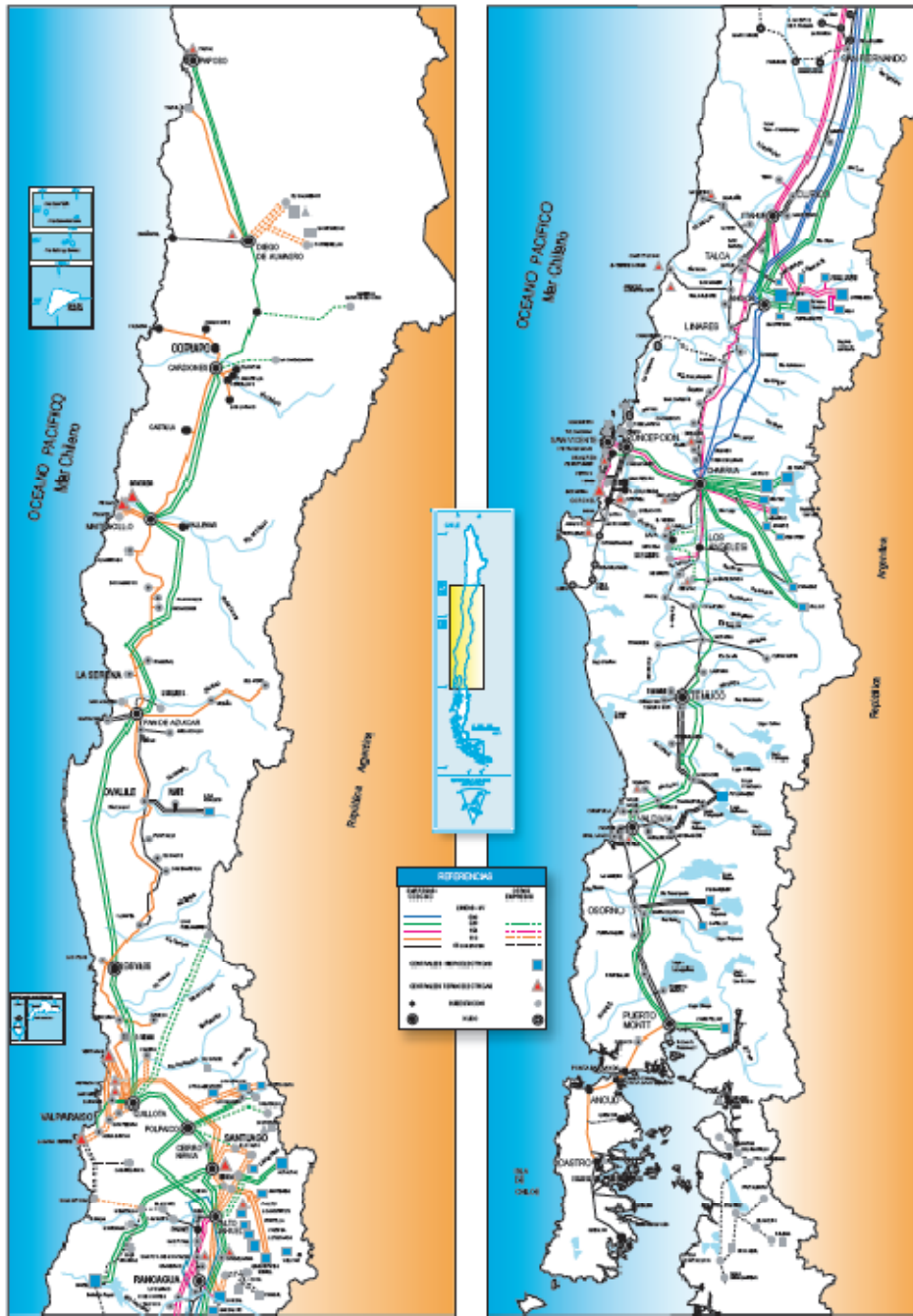
Finalmente, dado que hoy en día existen grandes proyectos energéticos en construcción, es importante observar la evolución del margen de reserva ante escenarios de menor crecimiento de la demanda como el que inesperadamente enfrentamos el día de hoy. En la Figura 1 se presenta el escenario proyectado de oferta y demanda para un escenario hidrológico medio. La capacidad instalada se proyecta en base al plan de obras de octubre de 2008 publicado por la CNE, actualizado con datos del plan de obras informado por el CDEC-SIC en marzo de este año; ponderada por factores de disponibilidad para cada tecnología.

Figura 1: Análisis Oferta vs Demanda de Energía SIC



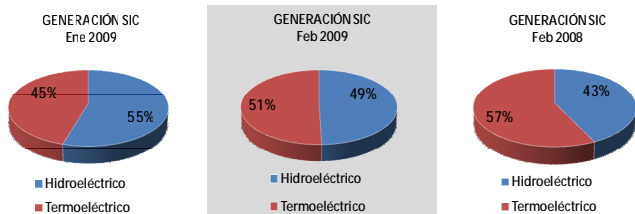
Se puede observar el margen existente entre oferta y demanda al iniciar el año 2009, que alcanza aproximadamente un 19%. Es posible determinar que, a inicios del año 2012, el margen de reserva alcanzaría un 33% (27% si se considera un escenario seco); hecho que podría dar espacio para que algunos proyectos en evaluación modifiquen su calendario de ejecución.

SIC Sistema Interconectado Central



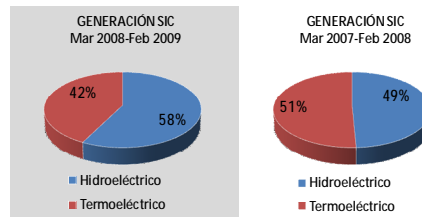
Fuente: CDEC-SIC

Figura 2: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systept

Figura 3: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systept

Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de febrero la generación de energía en el SIC disminuyó en un 8,8% respecto a enero de 2009, con un descenso de 6,8% respecto a febrero de 2008. Aislado el efecto del día adicional por ser el 2008 año bisiesto, la generación de energía disminuyó en 3,5% en relación al año recién pasado.

La generación hidroeléctrica aumentó en un 7,9% respecto de enero de 2009, mientras que la generación termoeléctrica disminuyó en un 17,9%. De esta forma, un 49% de la energía consumida en el SIC en el mes de enero fue abastecida por centrales hidroeléctricas. La baja respecto al mes de enero de 2009, en donde el 55% de la energía fue generada por centrales hidráulicas, se debe a que mientras no se defina las características del año hidrológico en curso -lo que sucede entre abril y mayo- se tiende a bajar la generación hidroeléctrica y subir la termoeléctrica de modo de ser cauteloso en el uso de las reservas de agua.

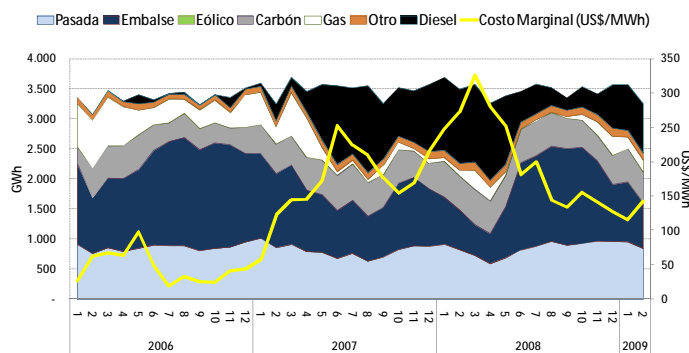
Según su fuente de producción (detalles en Anexo II), se observa que durante el mes de febrero el aporte de las centrales de embalse al sistema disminuyó en 23% respecto de enero 2009. Las centrales de pasada disminuyeron su aporte en un 11,7% en relación al mismo mes.

Se destaca que algunas centrales, Taltal I y San Isidro principalmente, dispusieron de gas natural argentino; generando 204 GWh (6,3% de la energía total generada).

La generación térmica utilizando diesel aumentó en un 1,6%, mientras que la generación a carbón aumentó en un 16%, respecto de enero 2009.

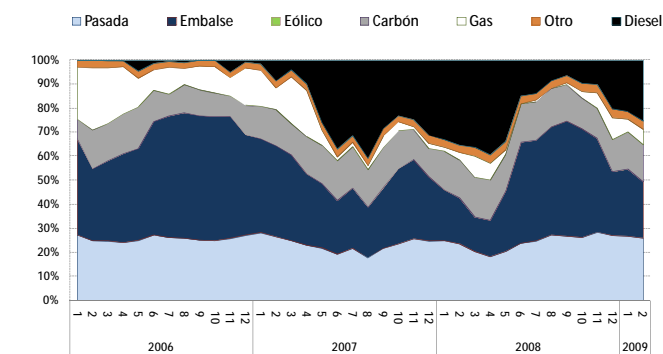
En la Figura 4 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2006. Los costos marginales del SIC durante el mes de enero llegaron a un valor promedio cercano a 142 US\$/MWh en la barra de Quillota 220.

Figura 4: Generación histórica SIC



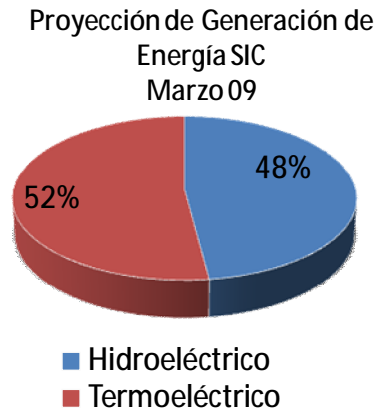
Fuente: CDEC-SIC, Systept

Figura 5: Generación histórica SIC (%)



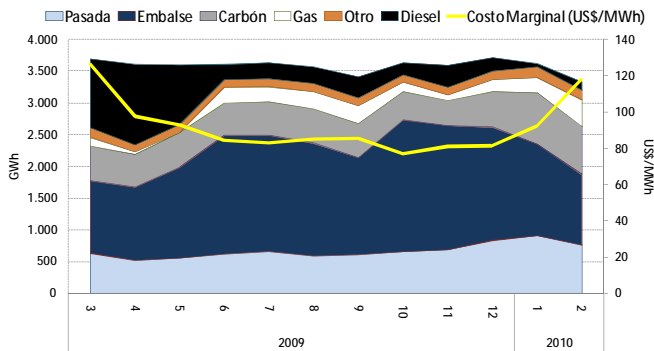
Fuente: CDEC-SIC, Systept

Figura 6: Proyección de Generación de Energía Febrero 2008 SIC



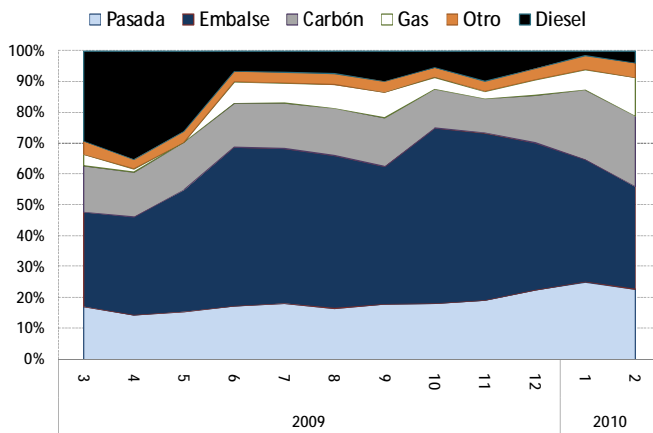
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 7: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 8: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de marzo de 2009 la operación proyectada por el CDEC-SIC, considera que el 52% de la energía mensual generada provendrá de centrales térmicas.

Las Figura 7 y Figura 8 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal. En el Anexo III se presentan las condiciones esperadas ante un escenario de hidrología seca.

Se puede observar en la proyección del CDEC que, si bien se considera el ingreso de la central GNL de Quintero a partir del primero de abril, ésta no generará bajo ninguno de los escenarios hidrológicos. Esto no ocurre con la central San Isidro GNL, de propiedad de Endesa, la cual comienza a operar en el mes de junio de 2009

Por otro lado, se considera el ingreso de la central Guacolda III en septiembre de 2009, que corresponde a la primera de las centrales a carbón en construcción que entrarán en operación.

Evolución del Precio Nudo

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

De esta forma, a partir del seguimiento de las fórmulas de indexación de los precios de nudo derivados de la fijación de Octubre de 2008, el precio de la potencia del SIC, experimentó en el mes de noviembre de 2008 una variación superior al 10%.

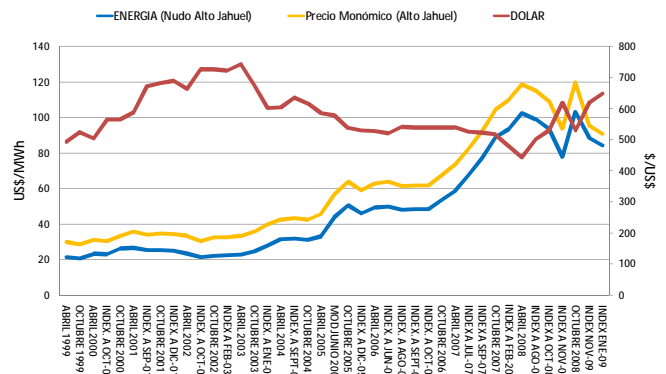
Los valores definidos por la autoridad son: 84,06 US\$/MWh y 7,57 US\$/KW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 95,5 US\$/MWh. Es importante destacar que con la RM 88 (ver sección RM 88), el precio de la energía es de 105,97 US\$/MWh.

Generación de Energía

Para el mes de febrero, la generación de energía presentó una reducción de un 6,8% respecto del mismo mes de 2008 (3,5% aislando el efecto del año bisiesto), presentando niveles de generación de 3.252,43 GWh para el año 2009 versus los 3.490 GWh generados en dicho mes el año 2008.

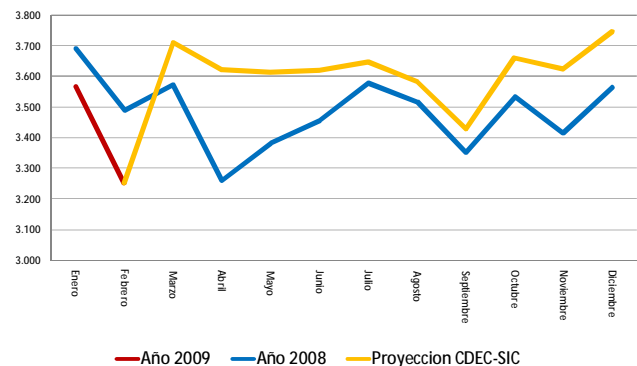
En el programa de operación de 12 meses generado por el CDEC se realiza una proyección de generación de energía para el año 2009. De esta forma, se proyecta una generación de 43.069 GWh para un escenario medio. Comparando con los 41.819 GWh generados el año 2008, se tiene un alza previsto de 3% en la demanda de energía.

Figura 9: Precio nudo energía y potencia SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systeem

Figura 10: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SIC, Systeem

Análisis Precios de Licitación

La Ley Nº 20.018 permite que las concesionarias de servicio público de distribución liciten sus requerimientos de energía, contratando abastecimiento eléctrico al precio resultante en la licitación. En este contexto, durante los años 2006, 2007 y 2009 se realizaron tres procesos de licitación para abastecer a clientes regulados, en los cuales los generadores ofrecen suministro a un precio fijo; típicamente indexado (Ver Anexo I). La Tabla 4 presenta el precio promedio de venta, ponderado por energía, de las principales generadoras del SIC.

Con el objetivo de asegurar la protección de los clientes regulados, evitando que los precios resultantes sean excesivos, y disminuyendo los riesgos de no completar los requerimientos de suministro, la CNE introdujo durante el mes de octubre de 2008 en el SIC, y durante el mes de enero de 2009 en el SING, adecuaciones a las bases del tercer proceso. En primer término, se decidió postergar la recepción de ofertas, ampliando el plazo desde el 29 de diciembre al 30 de enero en el SIC y del 30 de marzo al 4 de mayo de 2009 para el SING. Con respecto a las fórmulas de indexación, los cambios en las bases de licitación introducen dos fórmulas, una para el período 2010-2011 y otra para el período 2012 en adelante. Para el período 2010-2011 el precio se indexará según el índice de costo de suministro de corto plazo, correspondiente al promedio de tres meses 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 88,222 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.

Como resultado del tercer proceso quedó pendiente a licitar un bloque de alrededor de 900 GWh no adjudicados de la distribuidora CGE. Además, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 105,33 US\$/MWh, referidos a la barra Alto Jahuel 220.

Se destaca que al indexar los contratos a febrero de 2009, el precio medio de la energía licitada queda en 88,8 US\$/MWh para la energía a suministrar el año 2010 y en 66,55 US\$/MWh para la energía a suministrar el año 2011, considerando los tres procesos de licitaciones. El valor medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC es de 82,7 US\$/MWh.

Tabla 4: Resumen por Empresa Procesos de Licitación, Febrero 2009

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	[US\$/MWh]	GWh/año
AES Gener	92,9	5.419
Campanario	101,0	1.750
Colbún	86,7	6.782
Endesa	73,0	12.425
Guacolda	87,2	900
Monte Redondo	110,5	100

* Precios referidos a Alto Jahuel 220

Fuente: CNE, Systep

NOTA: Los valores resultantes de la tercera licitación de suministro no han sido indexados. Esto debido a la alta variabilidad del indexador definido para los dos primeros años. En este caso se destaca que, para cubrirse la volatilidad del costo de suministro de corto plazo, los contratos han sido indexados en función del costo marginal, con una base de 88,222 US\$/MWh.

Análisis Precios de Licitación

Tabla 5: Precio de Licitación a febrero de 2009

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Feb-09	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	93,3	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	92,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	93,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	85,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	85,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	86,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	87,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	87,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	88,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	88,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	88,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	94,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	94,2	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	134,5	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	119,8	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	68,5	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	104,2	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	96,0	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	96,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	85,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	124,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	81,9	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	83,4	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	61,7	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	61,3	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	57,9	60,9	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,3	61,5	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	69,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	102,0	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	61,3	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	61,6	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	61,2	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	60,1	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	102,3	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	66,6	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	56,4	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	67,1	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	67,1	2011
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	85,8	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	110,5	2010

Fuente: CNE, System

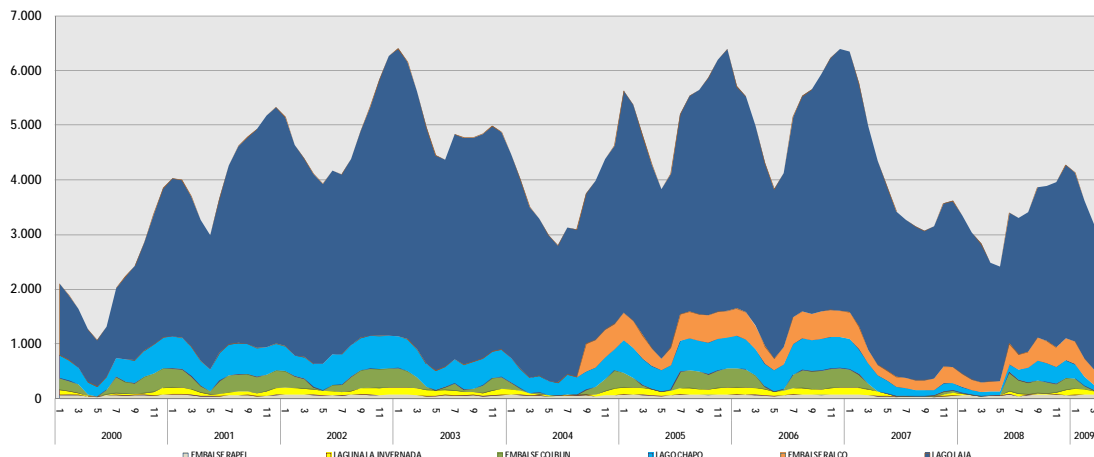
Nivel de los Embalses

El nivel de los embalses ha aumentado gracias a los deshielos de la temporada. Hoy prácticamente todos los embalses del país presenten niveles de agua embalsada mayores a los del año pasado a igual fecha.

A comienzos del mes de marzo de 2009, y considerando las restricciones de operación del embalse Colbún, la energía almacenada disponible para generación alcanza los 3.192 GWh, lo que representa una reducción de 12% respecto a lo registrado a comienzos del mes de febrero de 2009, y una mejora de un 13% respecto al mismo mes del año 2008.

A pesar que el escenario de generación ha mejorado en relación a la situación vivida a comienzos del año 2008, es importante destacar que el Lago Laja y la Laguna del Maule, se encuentran aún bajo sus promedios históricos. 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 sólo un 2% mayor a la disponible en marzo de 2008.

Figura 11: Energía almacenada en embalses (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 6: Comparación energía promedio almacenada mensual para comienzos del mes de marzo (GWh)

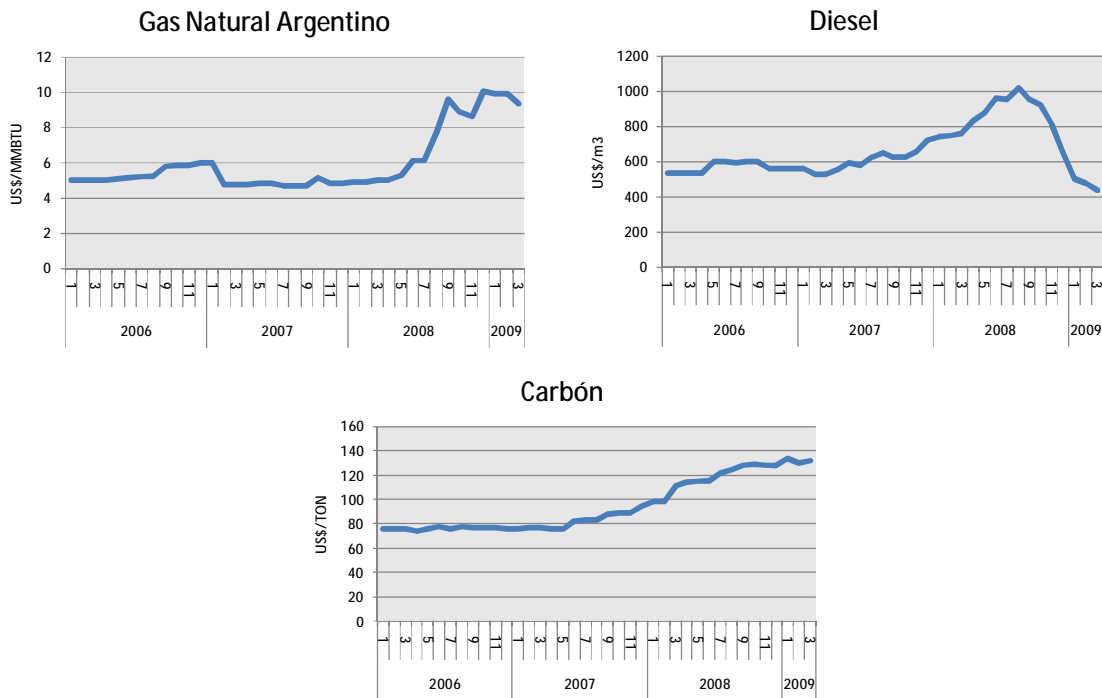
		Feb 2009	Mar 2009	Mar 2008
EMBALSE	COLBUN	54	11	0
	% de la capacidad máxima	15%	3%	0%
EMBALSE	RAPEL	75	75	41
	% de la capacidad máxima	88%	88%	48%
LAGUNA	LA INVERNADA	104	69	3
	% de la capacidad máxima	79%	52%	3%
LAGO	LAJA	2.888	2.660	2.533
	% de la capacidad máxima	55%	50%	48%
LAGO	CHAPO	171	95	81
	% de la capacidad máxima	27%	15%	13%
EMBALSE	RALCO	331	283	174
	% de la capacidad máxima	65%	56%	34%

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Precios de combustibles

Las empresas generadoras informan al CDEC-SIC semanalmente los valores de los precios de los combustibles para sus unidades, cuya evolución se muestra en la Figura 12. Estos valores presentan en promedio, para los últimos 12 meses, alzas de un 87% en el caso del gas natural argentino y de un 19% para el carbón, mientras que el precio del diesel presenta un descenso de un 43% respecto al mismo período.

Figura 12: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

La mayor disponibilidad de agua y la abrupta caída en el precio del petróleo diesel ha producido una baja significativa en los costos marginales observados.

Los costos marginales del SIC para el mes de febrero presentan un alza de 24% respecto los registrados en el mes de enero de 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 (con diesel a falta de gas argentino) de modo de cuidar las reservas de agua.

Adicionalmente la salida para mantención del complejo Nehuenco, significó el retiro de capacidad importante de generación, la que debió ser reemplazada con unidades diesel que operan a un costo mayor.

Si bien hoy se cuenta con mayor disponibilidad de recurso hídrico, la generación térmica basada en petróleo diesel seguirá siendo importante en la operación del Sistema. En la Tabla 8 y Figura 13 se muestran los valores esperados de costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos. De mantenerse los precios de diesel observados hoy, el costo marginal promedio mensual debería fluctuar entre 100 US\$/MWh y 140 US\$/MWh dependiendo de la hidrología; pudiendo llegar alrededor de 75 US\$/MWh en los meses de mayor disponibilidad de agua.

Tabla 7: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2006	2007	2008	2009
Enero	26	57	247	115
Febrero	62	123	272	142
Marzo	66	144	325	
Abril	63	145	280	
Mayo	98	171	252	
Junio	49	252	181	
Julio	19	223	200	
Agosto	32	208	143	
Septiembre	25	176	134	
Octubre	24	154	155	
Noviembre	41	169	141	
Diciembre	44	215	127	

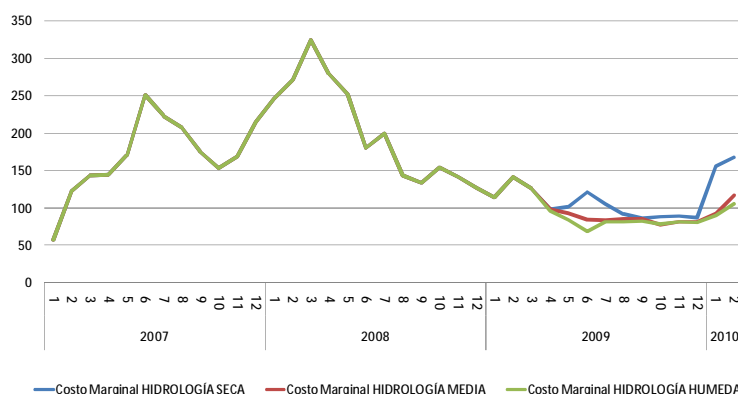
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 8: Costos marginales proyectados próximos 12 meses (US\$/MWh)

Año	Mes	HIDROLOGIA	HIDROLOGIA	HIDROLOGIA
		SECA	MEDIA	HUMEDA
2009	Marzo	140	140	140
-	Abril	114	114	111
-	Mayo	103	102	100
-	Junio	106	97	71
-	Julio	133	89	58
-	Agosto	125	91	75
-	Septiembre	108	98	86
-	Octubre	98	96	87
-	Noviembre	115	79	87
-	Diciembre	118	78	81
2010	Enero	116	80	75
-	Febrero	132	106	85

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

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

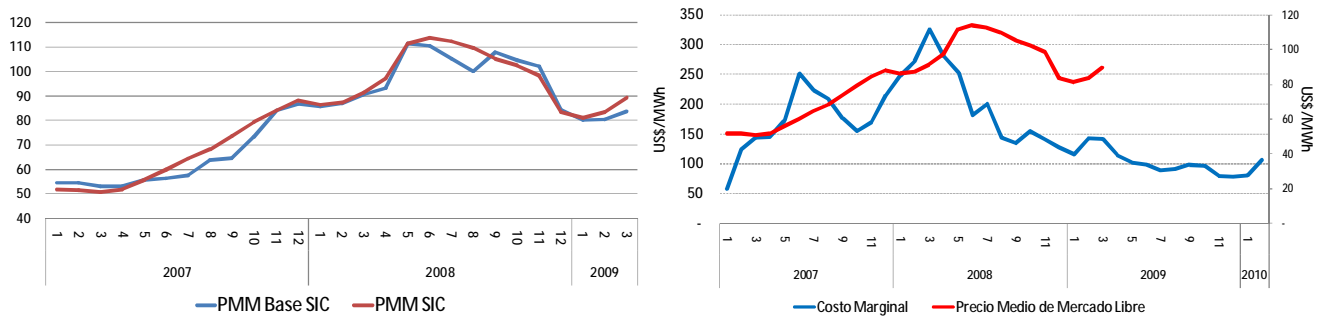


Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado, determinado a comienzos de febrero, es de 55,67 \$/kWh (89,36 US\$/MWh); lo que representa un alza de 6,67% respecto al precio base (83,77 US\$/MWh).

Figura 14: Precio Medio de Mercado histórico y esperado (US\$/MWh)



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 9 expone los resultados obtenidos para las principales empresas actualizados al mes de enero 2009.

Tabla 9: Saldo total de cuentas RM88 a enero 2009

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	155.513
Gener	77.541
Colbún	117.198
Guacolda	18.186

Fuente: CDEC-SIC

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 10 muestra las obras de generación en construcción; cuya operación se espera para el período comprendido entre marzo 2009 y febrero 2010.

En total se incorporarán 1.425 MW de potencia, destacando las centrales de pasada La Higuera (155 MW), la central GNL de Quintero I (240 MW), la central diesel Tierra Amarilla (142 MW) y la central Ventanas III (240 MW).

Se destaca que durante el período marzo-abril 2009 ingresarán alrededor de 770 MW de capacidad diesel de generación al SIC; dados principalmente por las centrales de Los Pinos (100 MW), Espinos (70 MW), TG TermoChile (60 MW), Termopacífico (96 MW), Trapén (80 MW) y Tierra Amarilla (142 MW).

Unidades en Mantención

Se destaca el mantenimiento programado de las siguientes centrales:

- Rapel: 350 MW en marzo.
- Pehuenche: 500 MW en marzo.
- Pangue: 467 MW marzo y abril.

Tabla 10: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]
Hidráulicas				
Lircay	Hidromaule S.A.	Pasada	Mar-09	19
La Higuera	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	May-09	155
Licán	Candelaria	Pasada	Nov-09	17
Térmicas				
Cenizas	Comañía Eléctrica Cenizas S.A.	Diesel	Mar-09	17,1
Los Pinos	Colbún	Diesel	Mar-09	100
Espinos	Termoeléctrica Los Espinos S. A.	Diesel	Mar-09	70
Teno	ENERGÍA LATINA S.A.	Diesel	Abr-09	50
TG TermoChile		Diesel	Abr-09	60
TG Peñon	ENERGÍA LATINA S.A.	Diesel	Abr-09	37
Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	Diesel	Abr-09	80
Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	Diesel	Abr-09	20
Punta Colorada Fuel I	Barrick Chile Generación	Diesel	Abr-09	16,3
Tierra Amarilla	SWC & Southern Cross	Diesel	Abr-09	142
Newen	Gas Sur	Diesel	Abr-09	15
Termopacífico	Generadora del Pacífico S.A.	Diesel	Abr-09	96
EMELDA	Bautista Bosch Ostalé	Diesel	Abr-09	65
Quintero I	Endesa	GNL/Ope Diesel	Abr-09	240
Calle Calle	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	Diesel	May-09	20
Campanario IV CC	Southern Cross	Diesel	Jul-09	60
Arauco	Celulosa Arauco	Cogeneración	Dic-09	20
Ventanas III	AES Gener	Carbón	Ene-10	240
Eólica				
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		Abr-09	20
Central Eólica Canela II	Endesa		Oct-09	60
Totoral	Norvind S.A.		Nov-09	46
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.425

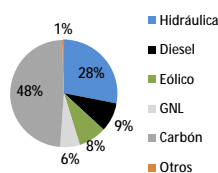
Fuente: CNE, CDEC-SIC

Tabla 11: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)
Hidráulica	4.122	5.620
Diesel	1.290	905
Eólico	1.240	2.408
GNL	879	527
Carbón	7.090	12.581
Otros	97	222
TOTAL	14.719	22.263
Aprobado	3.260	3.588
En Calificación	11.458	18.675
TOTAL	14.719	22.263

Fuente: SEIA, Syste

Figura 15: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Syste

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 14.719 MW (11.458 MW en calificación), con una inversión de 22.263 MMUS\$.

En la Tabla 12 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo V se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

En el mes de febrero, destaca el ingreso de la central Energía Minera, filial de CODELCO, proyecto con 1.050 MW de capacidad disponible a partir del 2013, y una inversión de 1.700 MMUS\$. Es el tercer proyecto en tamaño en el SIC, luego de HidroAysén y Castilla.

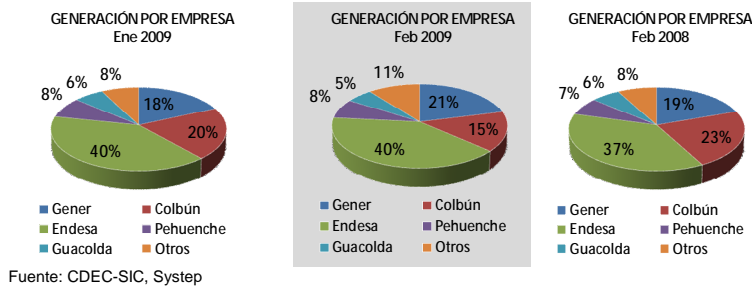
Adicionalmente en el mes de febrero fue aprobada la central Chacayes de Pacific Hydro de 106 MW en la VI región, y la central eólica de 26 MW Hacienda Quijote de Seawind en la IV Región (MMUS\$ 63).

Tabla 12: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base
Central Termoelectrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón	Base
Central Termoelectrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	En Calificación	Carbón	Base
Central Termoelectrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	En Calificación	Carbón	Base
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	En Calificación	Eólico	Base
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Cobún S.A.	316	500	02-09-2008	En Calificación	Embalse	Base
Central Termoelectrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	272	700	22-05-2008	En Calificación	Hidráulica	Base
Central Termoelectrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base
Central Termoelectrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	En Calificación	Carbón	Base
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	En Calificación	Hidráulica	Base
Central Hidroeléctrica San Pedro	Cobún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base
Central Térmica Cardones	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base
Turbina de Respaldo Los Guindos .	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base
Central Termoelectrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base
Parque Eólico La Cachina (e-seia)	Ener-Renova	123	66	30-09-2008	En Calificación	Eólico	Base
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	En Calificación	Eólico	Base

Fuente: SEIA, Syste

Figura 16: Energía generada por empresa, mensual



Resumen Empresas

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

Al mes de febrero de 2009 el actor más importante del mercado es Endesa, con un 40% de la producción total de energía, seguido por Gener (21%), Colbún (15%) y Pehuenche (8%).

En un análisis por empresa se observa que Gener aumentó su producción en un 5,5%, en relación a enero de 2009. Colbún, Endesa, Pehuenche y Guacolda vieron para el mismo período disminuida su producción en un 30,8%, 8,2%, 14,7% y 19,2% respectivamente.

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

Figura 17: Energía generada por empresa, agregada trimestral

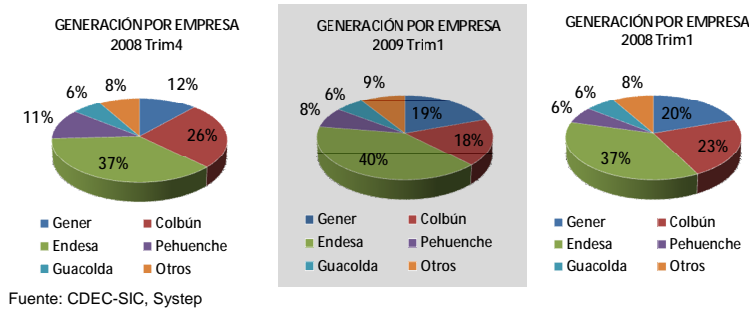
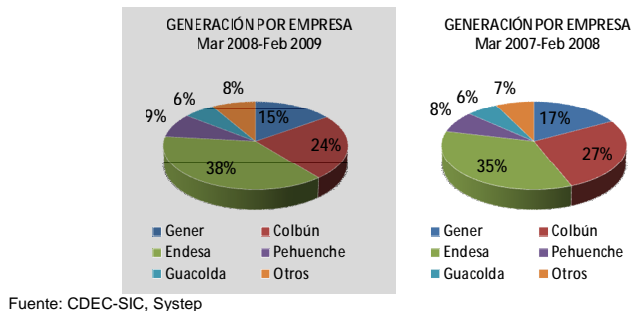


Figura 18: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses

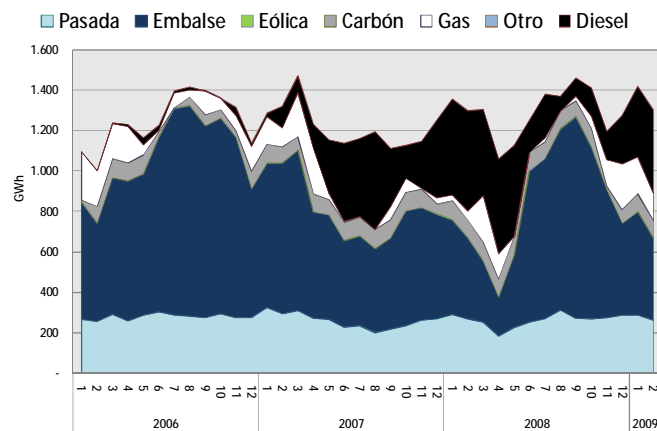


ENDESA

Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una reducción de un 20,4% respecto al mes anterior, con una mejora de un 1,1% en relación a febrero de 2008. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada disminuyó en un 8,6% respecto a enero 2009, con una reducción de 2,4% respecto a febrero de 2008. La generación diesel muestra un aumento de 18% respecto a enero de 2009, con una baja en un 17% en relación al año pasado.

Se puede observar en la proyección del CDEC que, si bien se considera el ingreso de la central GNL de Quintero a partir del primero de abril, ésta no generará bajo ninguno de los escenarios hidrológicos. También se observa el ingreso de las centrales San Isidro I y II operando con GNL a partir del mes de junio de 2009.

Figura 19: Generación histórica Endesa (GWh)



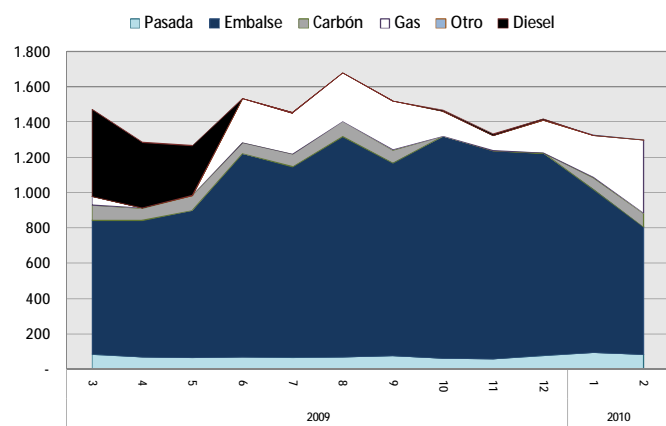
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 13: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Ene 2009	Feb 2009	Feb 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	287	263	269	-8,6%	-2,4%
Embalse	511	407	402	-20,4%	1,1%
Gas	183	137	46	-25,3%	197,1%
Carbón	88	84	85	-4,8%	-1,3%
Diesel	350	413	498	18,0%	-17,0%
Eólico	3	3	2	-11,7%	52,3%
Total	1.422	1.305	1.302		

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 20: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Mar 2008-Feb 2009	Mar 2007-Feb 2008	Var. Últimos 12 meses
Pasada	3.176	3.065	3,6%
Embalse	7.127	6.082	17,2%
Gas	1.281	732	75,0%
Carbón	909	1.013	-10,3%
Diesel	2.898	3.780	-23,3%
Eólico	33	6	428,9%
Total	15.425	14.679	

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 15: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2008 Trim4	2009 Trim1	2008 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	831	550	812	-32,3%	-33,8%
Embalse	1.936	917	1.170	-21,6%	-52,6%
Gas	420	319	305	4,6%	-23,9%
Carbón	172	172	272	-36,7%	0,0%
Diesel	522	763	1.403	-45,6%	46,0%
Eólico	10	5	6	-14,1%	-43,4%
Total	3.891	2.727	3.969		

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

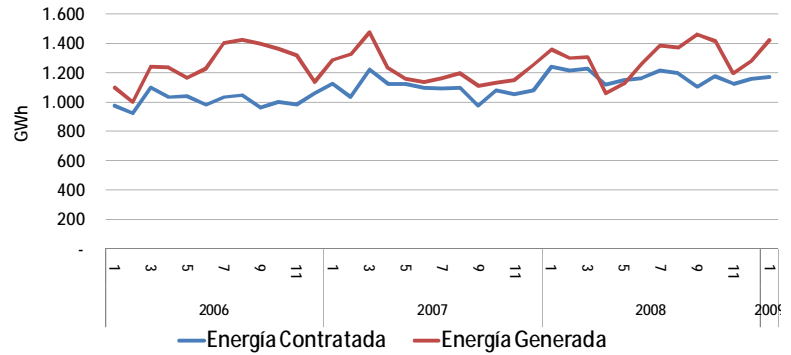
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante enero de 2009 fue de 1.422 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.168 GWh; por tanto, por su carácter excedentario, realizó ventas de energía en el mercado *spot*.

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

Figura 21: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)

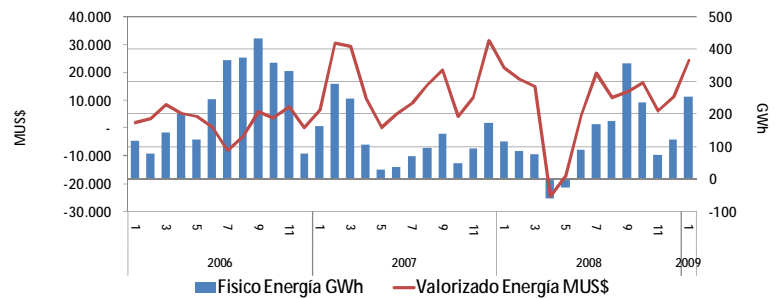


Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Transferencias de Energía

Durante el mes de enero de 2009 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 253,7 GWh, las que son valorizadas en 24,3 MMUS\$. En la Figura 22 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.¹

Figura 22: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

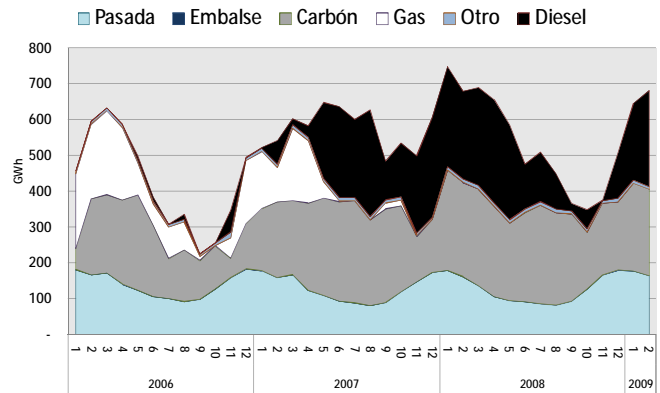
¹ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC.

GENER

Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales a carbón exhibe una baja de 1,3% respecto al mes anterior, con una reducción de 8,4% en relación a febrero de 2008. La generación en base a centrales de pasada muestra un descenso de un 7,4% respecto a enero de 2009, con una mejora de un 1,5% en relación al año pasado. La generación diesel presenta un fuerte aumento de 24,7% respecto al mes pasado, y una mejora de 9,2% respecto a febrero 2008. El análisis incluye la consolidación de Gener con su filial Eléctrica Santiago, ESSA (Nueva Renca y centrales relacionadas).

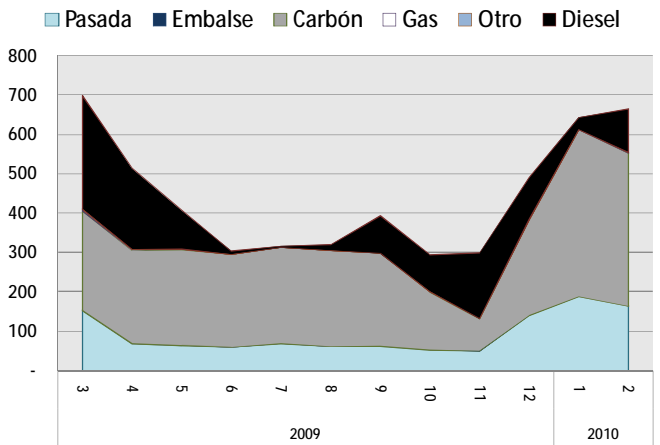
En la Figura 24 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal. La disminución de la generación de carbón en el mes de noviembre de 2009 se produce debido a que la central Ventanas II no genera, la que vuelve a operación en el mes de diciembre.

Figura 23: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 24: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 16: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Ene 2009	Feb 2009	Feb 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	178	164	162	-7,4%	1,5%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	244	241	263	-1,3%	-8,4%
Diesel	216	269	247	24,7%	9,2%
Otro	10	9	10	-14,5%	-11,3%
Total	648	683	682		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN GENER			
	Mar 2008-Feb 2009	Mar 2007-Feb 2008	Var. Últimos 12 meses
Pasada	1.523	1.536	-0,8%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	1	463	-99,7%
Carbón	2.699	2.845	-5,1%
Diesel	1.655	2.323	-28,8%
Otro	113	106	6,3%
Total	5.991	7.272	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 18: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2008 Trim4	2009 Trim1	2008 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	473	342	477	-28,4%	-27,7%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	1	0	0	0,0%	-100,0%
Carbón	551	486	814	-40,4%	-11,8%
Diesel	183	485	802	-39,6%	165,5%
Otro	25	19	30	-37,9%	-25,3%
Total	1.233	1.331	2.124		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

GENER

Generación Histórica vs Contratos

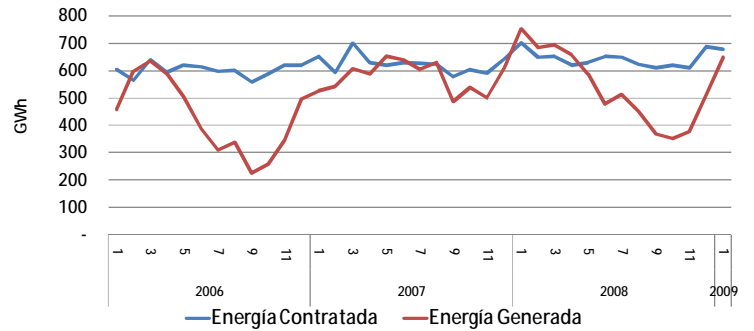
La generación real de energía para Gener durante enero de 2009 fue de 648 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 678 GWh; por tanto tuvo que realizar compras de energía en el mercado *spot*.

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

Transferencias de Energía

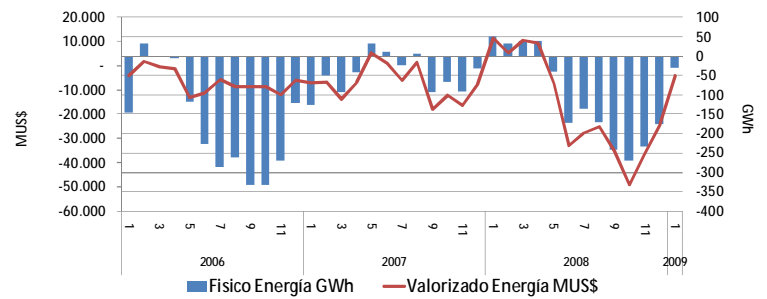
Durante el mes de enero de 2009 las transferencias de energía de Gener ascienden a -30,1 GWh, las que son valorizadas en -4,0 MMUS\$. En la Figura 26 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.²

Figura 25: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 26: Transferencias de energía Gener



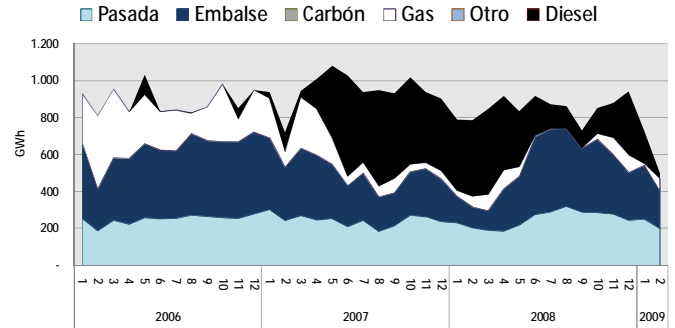
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

² Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC.

COLBÚN

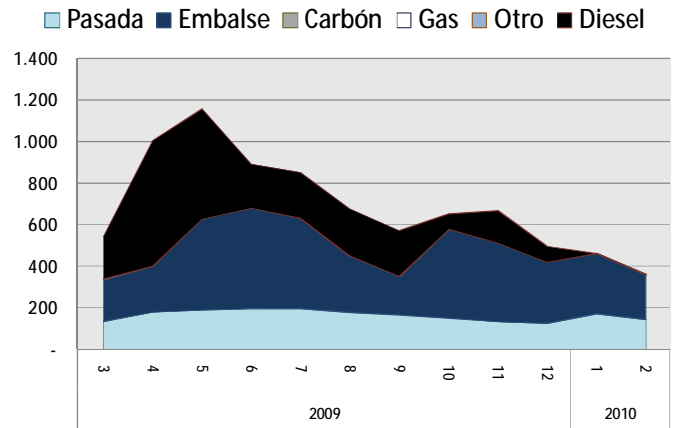
Analizando por fuente de generación, la producción de las centrales de embalse exhibe una baja de 29,9% respecto al mes anterior, con un alza de 81,8% en relación a febrero de 2008. La generación en base a centrales diesel muestra un descenso de un 83,2% respecto a enero de 2009, con una reducción de un 93% en relación al año pasado. Por último, las centrales de pasada presentan una baja de un 20,3% respecto a enero 2009 y una reducción de 2,2% respecto al año pasado.

Figura 27: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 28: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 19: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Ene 2009	Feb 2009	Feb 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	252	201	206	-20,3%	-2,2%
Embalse	291	204	112	-29,9%	81,8%
Gas	10	67	58	579,5%	15,7%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	171	29	412	-83,2%	-93,0%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	724	501	788		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN COLBUN			
	Mar 2008-Feb 2009	Mar 2007-Feb 2008	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.081	2.848	8,2%
Embalse	3.727	2.826	31,9%
Gas	567	1.130	-41,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	3.082	4.531	-32,0%
Otro	0	0	0,0%
Total	10.557	11.334	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 21: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2008 Trim4	2009 Trim1	2008 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	811	454	530	-28,0%	-44,1%
Embalse	978	494	360	37,4%	-49,4%
Gas	218	77	179	-56,9%	-64,6%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	670	200	1.263	-84,2%	-70,2%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.678	1.225	2.432		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

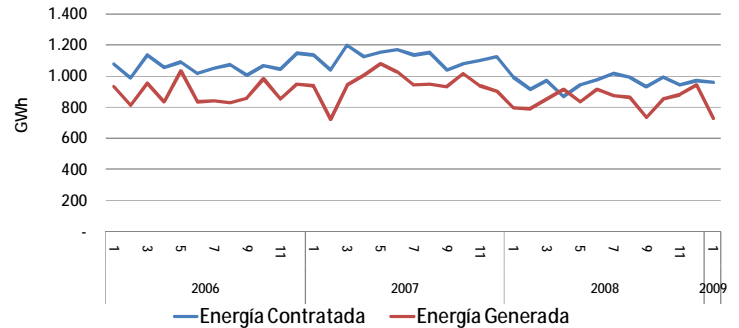
La generación real de energía para Colbún durante enero de 2009 fue de 724,1 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 960,4 GWh; por tanto tuvo que realizar compras de energía a costo marginal en el mercado *spot*.

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

Transferencias de Energía

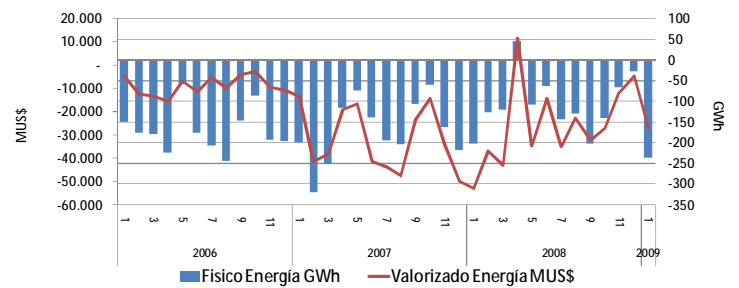
Durante el mes de enero de 2009, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -236,3 GWh, las que son valorizadas en -27,1 MMUS\$. En la Figura 30 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.³

Figura 29: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 30: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

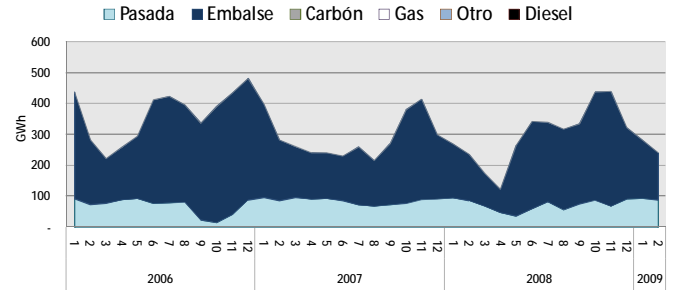
³ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC.

PEHUENCHE

Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una reducción de un 19,3% respecto al mes anterior, con una mejora de un 1,6% en relación a febrero de 2008. La generación en base a centrales de pasada muestra una baja de un 5,5% respecto a enero de 2009, con una mejora de un 2,2% en relación al año pasado.

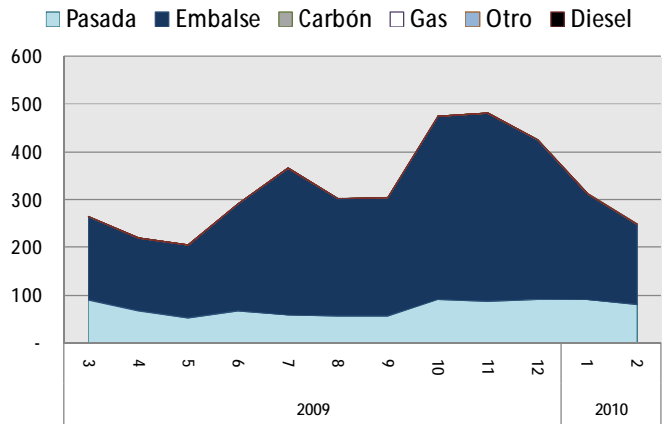
En la Figura 32 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 31: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 32: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 22: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Ene 2009	Feb 2009	Feb 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	94	89	87	-5,5%	2,2%
Embalse	190	153	151	-19,3%	1,6%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	284	242	237		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 23: Generación Pehuenche, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Mar 2008-Feb 2009	Mar 2007-Feb 2008	Var. Últimos 12 meses
Pasada	862	1.026	-16,0%
Embalse	2.890	2.304	25,5%
Gas	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Otro	0	0	0,0%
Total	3.752	3.330	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 24: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2008 Trim4	2009 Trim1	2008 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	249	183	251	-27,3%	-26,7%
Embalse	954	343	431	-20,5%	-64,1%
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%
Total	1.203	525	682		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

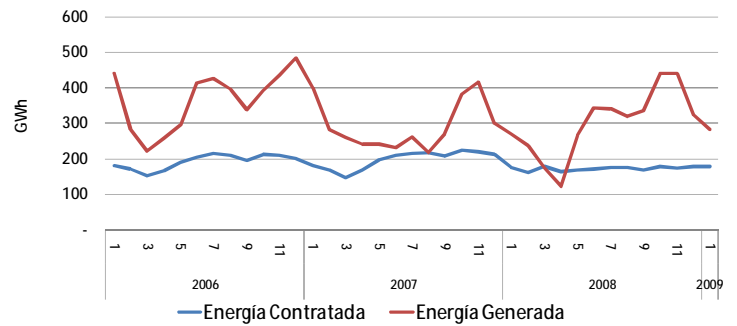
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante enero de 2009 fue de 283,6 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 176,8 GWh; por tanto tuvo que realizar ventas de energía en el mercado *spot*.

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

Figura 33: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)

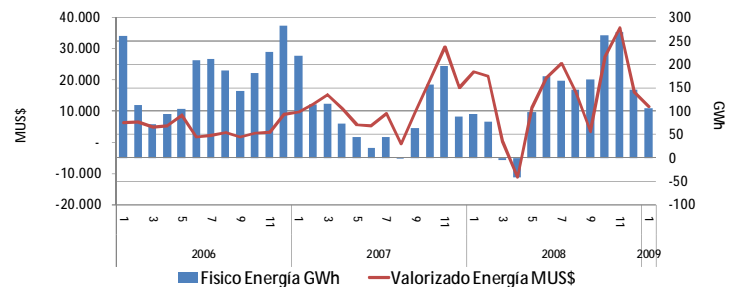


Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Transferencias de Energía

Durante el mes de enero de 2009 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 106,7 GWh, las que son valorizadas en 11,4 MMUS\$. En la Figura 34 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.⁴

Figura 34: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

⁴ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC.

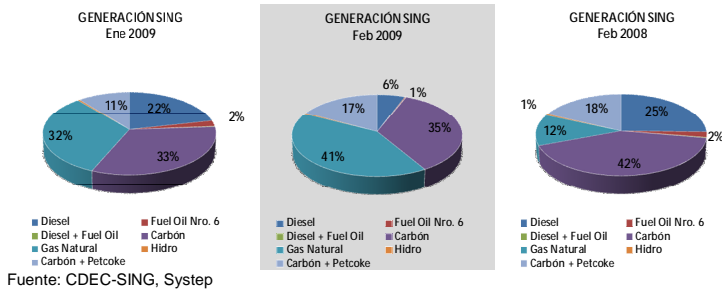
SING

Sistema Interconectado del Norte Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 35: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de febrero la generación de energía en el SING disminuyó en un 9,5% respecto a enero, aumentando la producción en 4,2% respecto a febrero de 2008. Aislando el efecto del día adicional por ser el 2008 año bisiesto, la generación de energía aumentó en 7,9% en relación al año recién pasado.

Se observa que la generación diesel disminuyó un 75,8% con respecto a enero; la generación a carbón disminuyó en un 1,9% y la generación con gas natural aumentó en 15,0% respecto al mes pasado.

En la Figura 36 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2006. Se observa que ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Los costos marginales del SING durante el mes de febrero han llegado a valores promedio cercanos a 90 US\$/MWh en la barra de Crucero 220.

Figura 36: Generación histórica SING (GWh)

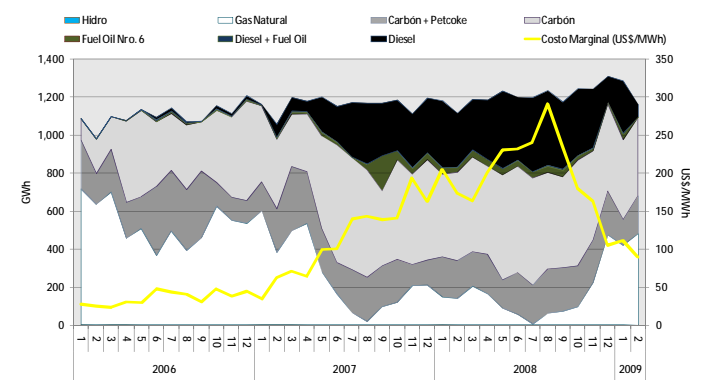


Figura 37: Generación histórica SING (%)

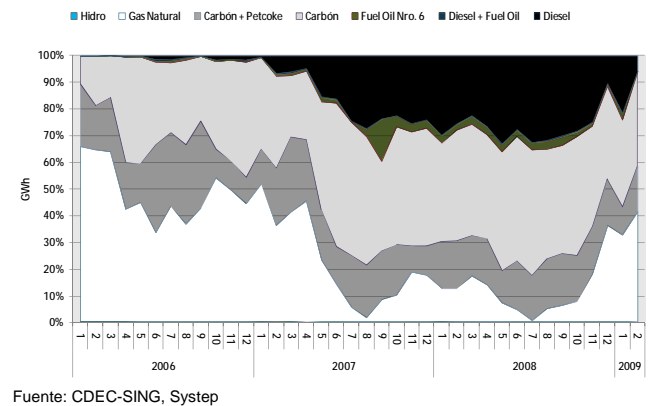
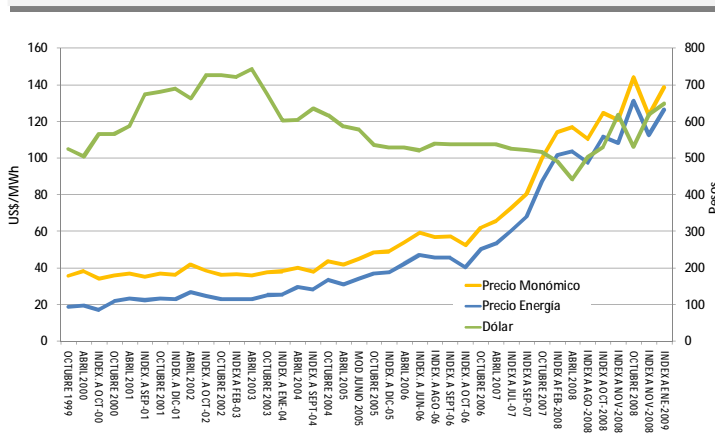
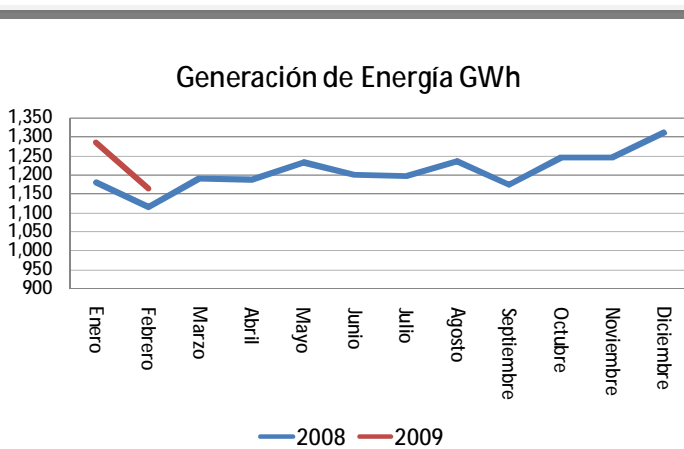


Figura 38: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 39: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systep

Evolución del Precio Nudo

De acuerdo a lo establecido en el artículo 160 de la LGSE, los precios de nudo deben ser fijados semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año y deben ser reajustados cuando el precio de la potencia de punta o de la energía, resultante de aplicar las fórmulas de indexación que se hayan determinado en la última fijación semestral de tarifas experimente una variación acumulada superior a diez por ciento.

De esta forma, a partir del seguimiento de las fórmulas de indexación de los precios de nudo derivados de la fijación de Octubre de 2008, el precio de la energía del SING experimentó una variación superior al 10% en el mes de enero.

Los valores definidos por la autoridad son: 126,42 US\$/MWh y 7,78 US\$/KW/mes para el precio de la energía y el precio de la potencia, respectivamente, en la barra Crucero 220, resultando un precio monómico de 138,85 US\$/MWh.

Generación de Energía

En el mes de febrero, la generación real del sistema fue de 1.162 GWh. Esto representa un aumento de 4,2% con respecto al mismo mes del 2008.

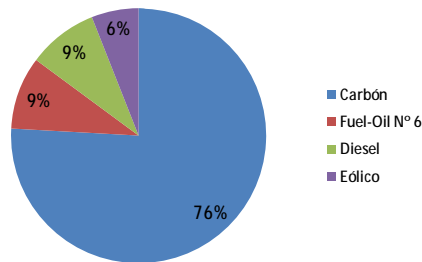
En el año 2008, al mes de febrero, se generaron 2.296 GWh; mientras que durante el año 2009 se han generado 2.447 GWh, lo que representa un aumento de un 6,6%.

Tabla 25: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.770	3.460
Fuel-Oil N° 6	216	302
Diesel	207	340
Eólico	140	316
TOTAL	2.333	4.418
<hr/>		
Aprobado	373	596
En Calificación	1.961	3.822
TOTAL	2.333	4.418

Fuente: SEIA, Systeop

Figura 40: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systeop

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 26 se puede observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta enero de 2009, considerando aquellos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.333 MW (1.961 MW en calificación), con una inversión de 4.418 MMUS\$. Se destaca que en el mes de febrero ingresaron a evaluación CT Parinacota (38 MW), CT Pacífico (350 MW) e Infraestructura Energética Mejillones (750 MW).

Tabla 26: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

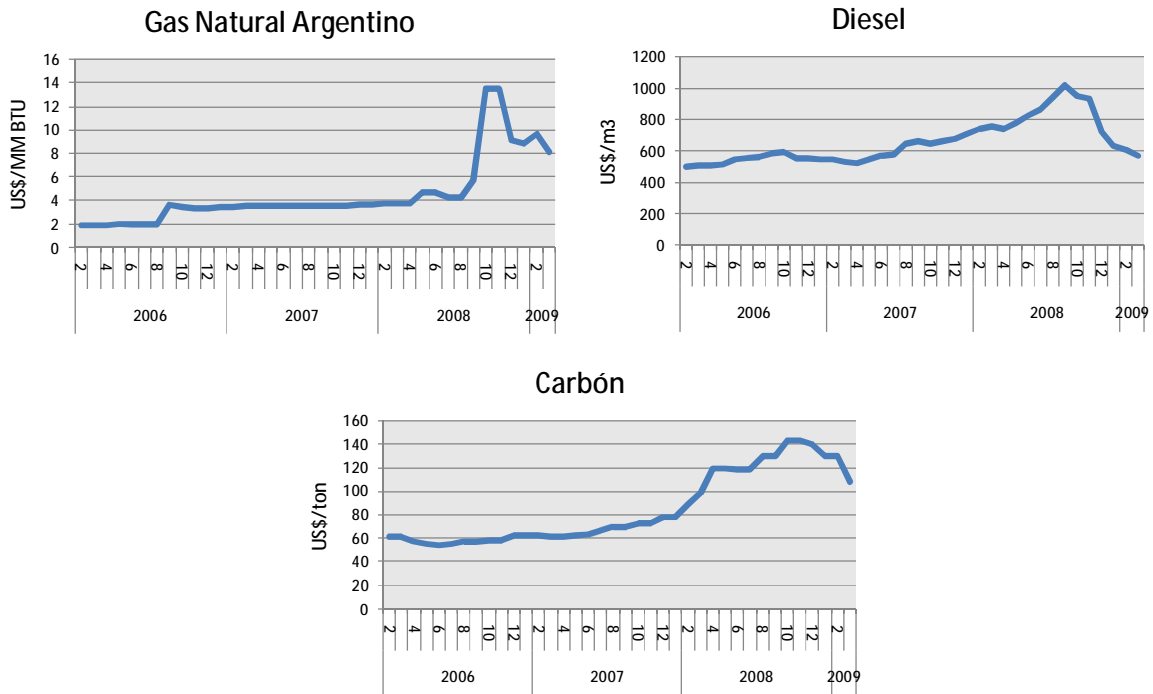
Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	II
Central Termoelectrica Cochran	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	En Calificación	Carbón	Base	II
Central Termoelectrica Pacifico	Rio Seco S.A.	350	750	03-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	I
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Proyecto Eólico Cuillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	En Calificación	Eólico	Base	II
Central Patache II	Central Patache S.A.	110	110	03-12-2008	En Calificación	Carbón	Base	I
Central Termoelectrica Salar	Codeco Chile, División Codeco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	En Calificación	Eólico	Respaldo	II
Central Termoelectrica Parinacota	Termoelectrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	En Calificación	Fuel-Oil N° 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spence S.A	9	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza	Compañía Minera Quebrada Blanca	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	En Calificación	Diesel	Respaldo	II
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZORRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	En Calificación	Diesel	Base	I
Grupos Electroenos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,8	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Systeop

Precios de combustibles

En la Figura 41 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 41: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SING, Systepl

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

Mes	2006	2007	2008	2009
Enero	28	35	204	112
Febrero	26	63	174	90
Marzo	24	72	164	-
Abril	31	65	201	-
Mayo	30	101	230	-
Junio	49	101	232	-
Julio	45	140	241	-
Agosto	41	143	291	-
Septiembre	31	139	236	-
Octubre	48	141	181	-
Noviembre	39	194	164	-
Diciembre	46	163	106	-

Fuente: CDEC-SING, Systeop

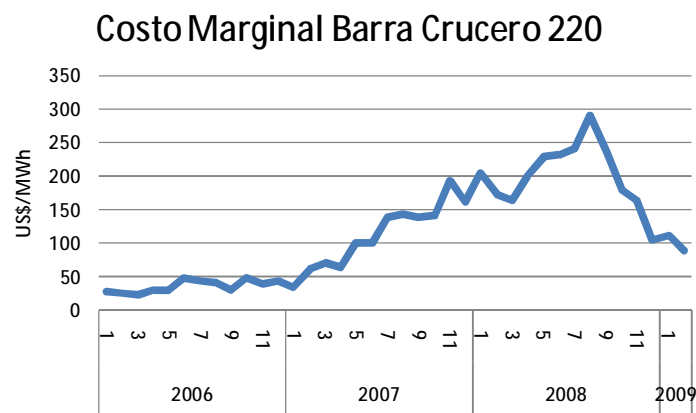
Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año han aumentado los costos marginales significativamente. Durante los últimos tres 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. En el mediano plazo, 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.

Figura 42: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, Systeop

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado para febrero, determinado a comienzos de marzo de 2009, es de 89,99 \$/kWh (148,50 US\$/MWh), que representa una disminución de 1,89% respecto al Precio Medio de Mercado observado en enero.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

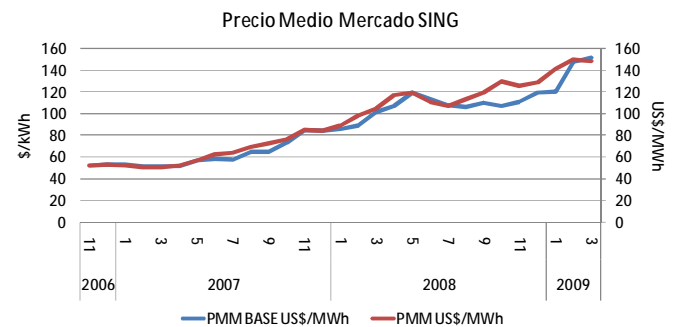
La Tabla 28 muestra las obras de generación en construcción, según datos entregados por la CNE en el informe de precio nudo del mes de octubre de 2008 y datos de AES Gener, junto con actualizaciones del CDEC.

En total se incorporarán 864 MW de potencia entre cuatro unidades a carbón, dos pertenecientes a Suez Energy Andino S.A., y otras dos de AES Gener, las que entrarán en funcionamiento en un horizonte de 3 años; y una central diesel de propiedad de ElectroAndina. Debido al horizonte de tiempo en que ingresarán las centrales en construcción (sólo Tamaya entraría en operación el 2009), se espera que continúen los problemas de operación en el SING dependiendo de unidades a petróleo y carbón por la falta de gas natural.

Unidades en Mantenimiento

En la Tabla 29 se muestran las unidades en mantención para los próximos tres meses, de las cuales dos corresponden a unidades de la central Termoeléctrica Tocopilla, con capacidades instaladas de 136 MW para U14 y 130 MW para U15; una componente de Atacama, con una capacidad instalada de 126 MW; y una unidad de Termoeléctrica Norgener con 141 MW de capacidad instalada.

Figura 43: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systep

Tabla 28: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta	
Térmicas				
TAMAYA	Electro Andina S.A.	Diesel	Mar-09	104
ANDINO	Suez Energy Andino S.A.	Carbón	Jul-10	150
HORNITOS	Suez Energy Andino S.A.	Carbón	Sep-10	150
ANGAMOS I	AES Gener	Carbón	Abr-11	230
ANGAMOS II	AES Gener	Carbón	Jul-11	230
TOTAL POTENCIA A INCCRPCRAR (MW)				864

Fuente: CNE, AES Gener

Tabla 29: Unidades en mantención próximos 3 meses

Empresa	Unidad	Combustible	Mar-09		Abr-09		May-09	
			Inicio	Término	Inicio	Término	Inicio	Término
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	U15	Carbón	-	-	-	11	-	-
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	U14	Carbón	-	-	17	-	-	25
ATACAMA	TG2A	Diesel	3	14	-	-	-	-
TERMOELÉCTRICA NORGENER	NTQ2	Carbón	26	-	-	19	-	-

Fuente: CDEC-SING

Resumen Empresas

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

Al mes de febrero de 2009, el actor más importante del mercado es Electroandina, con un 31% de la producción total de energía, seguido por Edelnor con un 24% y por GasAtacama con un 16%.

En un análisis por empresa, se observa que Celta, Edelnor, AES Gener y Norgener aumentaron su producción; la primera en más de 30 veces luego de casi no generar en enero, mientras que las restantes en 20,6%, 10,4% y 2,1% en relación a enero, respectivamente. El resto de las empresas, GasAtacama y Electroandina vieron para el mismo período disminuida su producción en un 48,0% y 16,6%, respectivamente.

En la Figura 44 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 45 se presentan las transferencias de energía de las empresas en enero de 2009. Se observa que los mayores cambios con respecto al mes anterior se dieron en las transferencias de GasAtacama y Electroandina; la primera pasó de ser deficitaria a excedentaria, mientras que Electroandina pasó de ser excedentaria a no registrar transferencias.

Figura 44: Energía generada por empresa, mensual

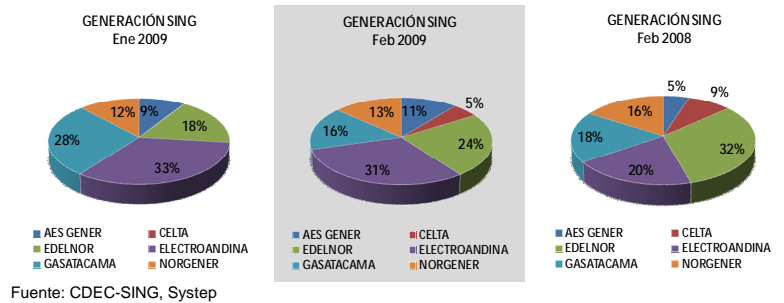
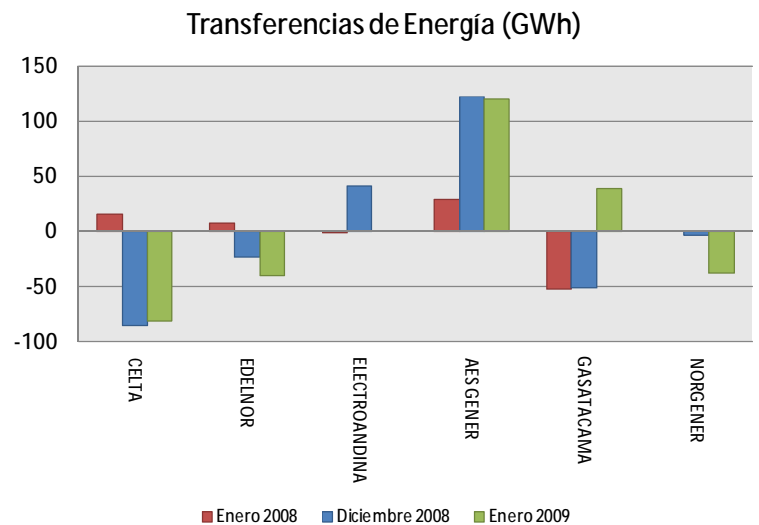


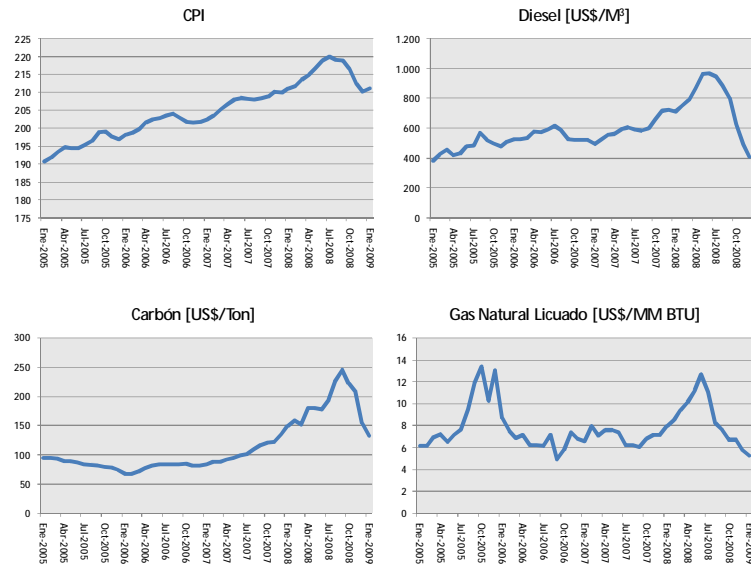
Figura 45: Transferencias de energía por empresa, mensual



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)
 Diesel Petróleo diesel grado B (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)

Figura I-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio US\$/MWh	Fórmula de Indexación			
				CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,34	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Endesa	170	57,91	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Cobun	700	55,50	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Endesa	1.500	47,04	70,0%	15,0%	15,0%	-
Saesa	Cobun	1.500	53,00	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Cobun	582	54,00	30,0%	45,0%	-	25,0%
EMEL	Endesa	877	55,56	70,0%	15,0%	15,0%	-
EMEL	AES Gener	360	58,95	-	100,0%	-	-
EMEL	AES Gener	770	52,49	-	100,0%	-	-
Chilectra	Endesa	1.700	61,00	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Endesa	1.500	61,00	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Cobun	500	58,60	100,0%	-	-	-
Chilectra	Cobun	1.000	58,26	100,0%	-	-	-
Chilectra	Cobun	1.000	57,85	100,0%	-	-	-
Chilectra	AES Gener	1.800	65,80	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,00	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,50	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	86,00	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,00	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,50	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,00	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,30	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,60	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,00	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,20	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	408	96,02	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	442	96,12	100,0%	-	-	-
CGE	Campanario	900	104,19	100,0%	-	-	-
CGE	Cobun	100	124,27	100,0%	-	-	-
CGE	Cobun	200	124,27	100,0%	-	-	-
CGE	Cobun	200	124,27	100,0%	-	-	-
CGE	Cobun	200	124,27	100,0%	-	-	-
CGE	Cobun	200	124,27	100,0%	-	-	-
CGE	Cobun	200	124,27	100,0%	-	-	-
CGE	Cobun	200	124,27	100,0%	-	-	-
CGE	Cobun	200	124,27	100,0%	-	-	-
CGE	Cobun	200	124,27	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	2.000	102,00	100,0%	-	-	-
Chilquinta	Endesa	660	102,30	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	100	110,50	100,0%	-	-	-

Fuente: Systep

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

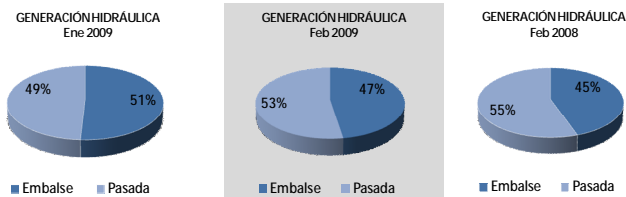
La generación en el SIC en el mes de febrero, utilizando el recurso hídrico para la producción de la energía, muestra una variación de un 7,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un -17,4% en comparación al mes recién pasado, y de un 14,5% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de 14,8% respecto al mismo mes del año anterior, de un -23% en comparación al mes recién pasado, y de un 21,4% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de 2,4% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -11,7% en comparación al mes recién pasado, y de un 6,6% en relación a los últimos 12 meses.

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

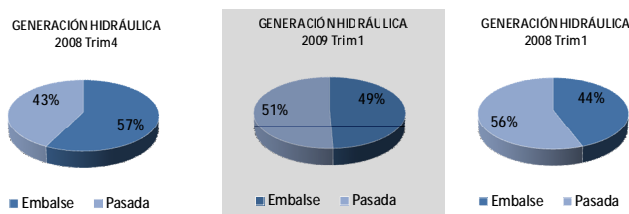
GENERACION HIDRÁULICA			
	Ene 2009	Feb 2009	Feb 2008
Embalse	991	763	665
Pasada	957	845	826
Total	1.948	1.608	1.490



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

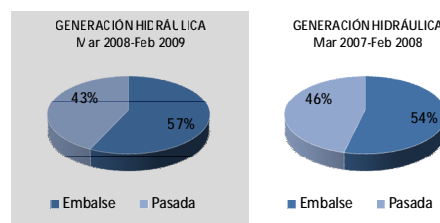
GENERACION HIDRÁULICA			
	2008 Trim4	2009 Trim1	2008 Trim1
Embalse	3.868	1.754	1.961
Pasada	2.866	1.802	2.472
Total	6.734	3.557	4.433



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACION HIDRÁULICA		
	Mar 2008-Feb 2009	Mar 2007-Feb 2008
Embalse	13.610	11.211
Pasada	10.259	9.626
Total	23.869	20.837



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

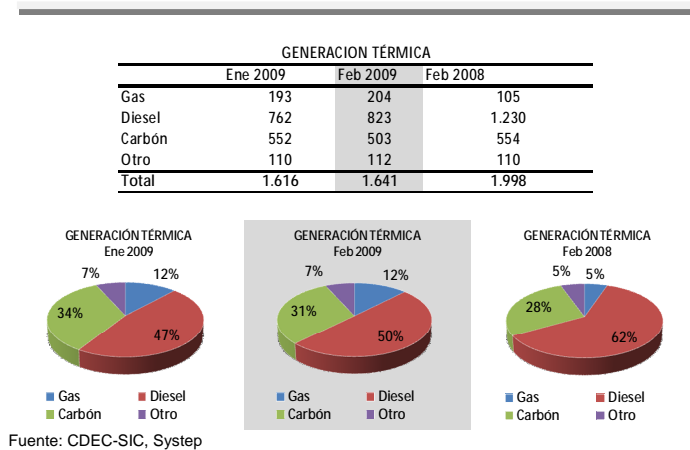


Figura II-V: Análisis Termo-Generación, trimestral (GWh)

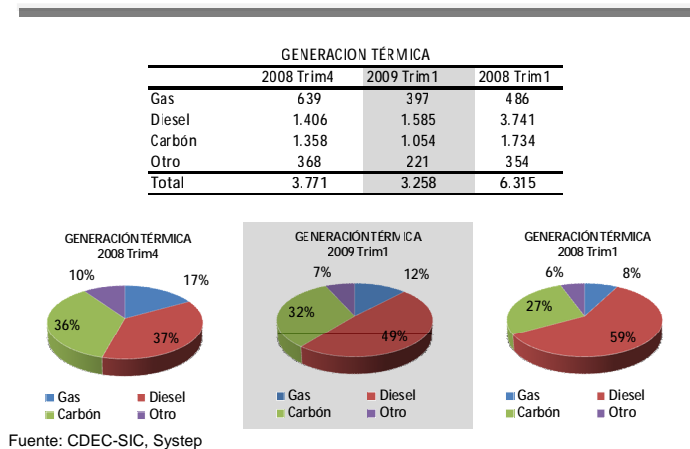
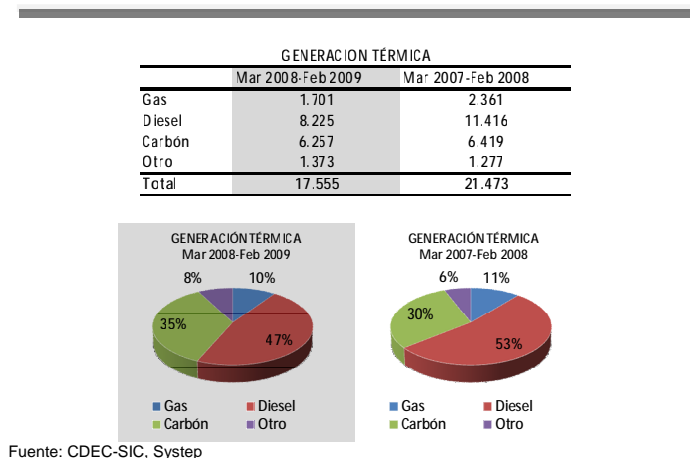


Figura II-VI Análisis Termo-Generación, últimos 12 meses (GWh)



Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía, muestra una variación de un -17,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un 1,6% en comparación al mes recién pasado, y de un -18,2% en relación a los últimos 12 meses.

Las centrales que utilizan como combustible el gas natural, presentan una variación de 94,9,3% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 5,7% en comparación al mes recién pasado y de un -28% en relación a los últimos 12 meses.

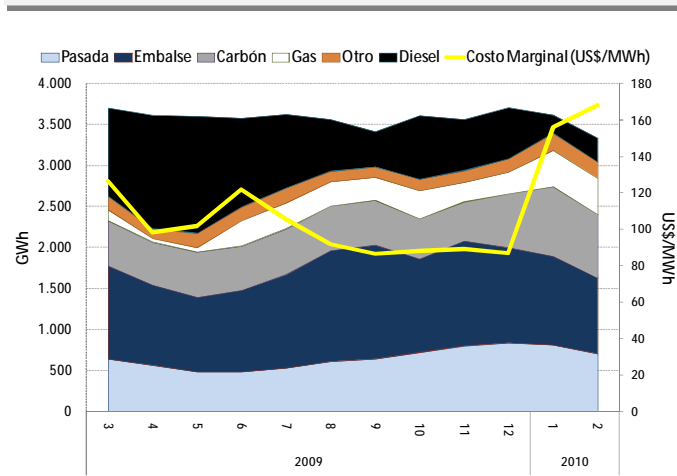
El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, se presentan con una variación de -33,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 8,1% en comparación al mes recién pasado, y de un -28% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de -9,2% respecto al mismo mes del año anterior, de un -8,9% en comparación al mes recién pasado, y de un -2,5% 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 1,7% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 1,6% en comparación al mes recién pasado, y de un 7,5% en relación a los últimos 12 meses.

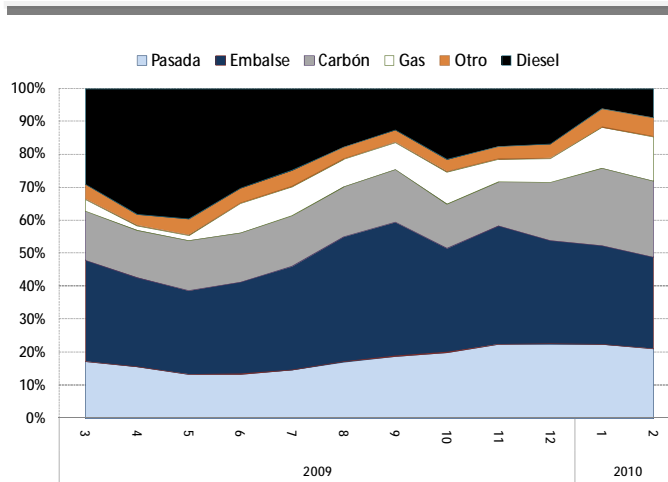
Generación del SIC bajo hidrología Seca

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



Fuente: CDEC-SIC, Syste

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



Fuente: CDEC-SIC, Syste

RM 88

Tabla IV-I Resumen por empresas (\$)

EMPRESA	Cuentas pendientes por diferencias Sept-08 Ene-09				Cuentas Pendientes por diferencias hasta Ago-08 (Valores Actualizados a Ene-09)					
	Ventas a Precio de Nudo de Energía	Compras a Costo Marginal de Energía	Total Diferencia	Total diferencia Actualizada a Ene-09	Estimado a Recaudar Sep- Ene-09	Recaudado Sep- Ene-09	Diferencia no recaudada Sep- Ene-09	Estimado a Recaudar Feb-09 a Abr-09	Cuenta Remanente Periodos Anteriores (pendiente por tope del 20% Prudo)	Total Saldo Acumulado Ene-09
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
PEHUENCHE	5.746.613.751	10.135.836.452	4.389.222.701	5.080.552.565	5.049.147.053	4.172.587.030	876.560.023	2.990.914.640	14.089.244.970	23.037.272.197
COLBUN	29.624.195.596	52.416.297.691	22.792.102.095	26.341.876.224	25.607.463.884	21.161.091.850	4.446.372.034	15.131.294.611	71.278.703.064	117.198.245.933
ENDESA	37.734.582.109	66.550.965.631	28.816.383.522	33.400.235.018	34.180.503.040	28.248.793.722	5.931.709.318	20.344.456.288	95.836.245.084	155.512.645.707
SGA	1.425.408.827	2.512.509.351	1.087.100.524	1.260.849.780	1.011.717.900	838.822.971	172.894.929	608.947.628	2.868.558.063	4.911.250.401
PUYEHUE	465.922.020	814.792.613	348.870.593	404.027.150	407.673.751	336.887.777	70.785.974	240.860.626	1.134.617.591	1.850.291.341
GUACOLDA	4.727.030.554	8.337.502.587	3.610.472.033	4.182.337.374	3.895.711.032	3.219.965.500	675.745.532	2.333.885.785	10.994.191.583	18.186.160.273
GENER	12.515.193.526	22.077.224.305	9.562.030.779	11.075.354.593	10.570.042.657	8.736.162.394	1.833.880.263	6.313.068.022	29.738.850.017	48.961.152.895
ESSA	7.044.813.342	12.425.591.325	5.380.777.983	6.222.828.285	6.311.090.056	5.215.115.239	1.095.974.817	3.723.095.078	17.538.313.501	28.580.211.681
IBENER	1.790.703.308	3.158.429.809	1.367.726.501	1.583.391.431	898.290.979	743.526.116	154.764.863	586.403.017	2.762.357.590	5.086.916.900
ARAUCO	2.592.780.781	4.573.128.028	1.980.347.247	2.281.033.479	2.098.145.583	1.734.391.907	363.753.676	1.265.615.540	5.961.911.164	9.872.313.858
CAMPANARIO	2.812.497.749	4.960.663.375	2.148.165.626	2.485.743.260	1.535.248.960	1.269.360.196	265.888.764	938.729.721	4.422.056.327	8.112.418.072
ELEKTRAGEN	559.846.067	987.452.514	427.606.447	494.291.832	423.563.943	350.238.932	73.325.010	259.946.165	1.224.523.477	2.052.086.484
FPC	201.423.972	355.270.099	153.846.127	176.055.262	146.620.942	121.267.957	25.352.985	91.274.610	429.965.578	722.648.435
SC DEL MAIPO	34.173.731	60.275.307	26.101.576	30.212.730	25.654.362	21.217.825	4.436.537	15.946.723	75.119.925	125.715.915
TECNORED	285.853.192	504.185.778	218.332.586	252.002.766	132.589.363	109.903.056	22.686.306	93.616.337	440.996.707	809.302.116
POTENCIA CHILE	1.342.826.463	2.368.467.763	1.025.641.300	1.186.440.963	330.938.732	276.038.879	54.899.853	313.081.845	1.474.828.722	3.029.251.384
PSEG	0	0	0	0	3.030.723	0	3.030.723	2.931.895	13.811.223	19.773.842
GESAN	11.056.209	19.500.878	8.444.669	9.774.785	1.688.655	1.409.300	279.355	1.633.591	7.695.324	19.383.055
PACIFIC HYDRO	101.918.118	179.762.485	77.844.367	90.105.473	6.007.770	5.013.901	993.869	5.811.864	27.377.839	124.289.045
LA HIGUERA	923.092.683	1.628.145.264	705.052.581	814.373.266	16.701.216	13.938.325	2.762.891	16.156.611	76.108.642	909.401.410
HIDROMAULE	182.500.514	354.544.038	172.043.524	209.656.324	0	0	0	0	0	209.656.324
ELECTRICA CENIZAS	29.907.043	57.372.376	27.465.333	32.159.034	0	0	0	0	0	32.159.034
EPSA	81.027.136	149.490.448	68.463.312	108.448.370	0	0	0	0	0	108.448.370
EL MANZANO	8.943.859	16.500.873	7.557.014	12.449.600	0	0	0	0	0	12.449.600
TOTAL	110.242.310.550	194.643.908.990	84.401.598.440	97.734.199.565	92.651.830.600	76.575.732.878	16.076.097.722	55.277.670.597	260.395.476.390	429.483.444.274

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	V
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	En Calificación	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	En Calificación	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
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
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	En Calificación	Eólico	Base	IV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	En Calificación	Embalse	Base	VIII
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	272	700	22-05-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	RM
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 Térmica Cardones	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
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 La Cachina (e-seia)	Ener-Renova	123	66	30-09-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
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	En Calificación	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100	45	09-09-2008	En Calificación	Diesel	Base	VII
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	En Calificación	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	En Calificación	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 Valienar	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	III
"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 Pilmaiquén S.A.	58	75	28-08-2007	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	53	75	13-06-2007	En Calificación	Hidráulica	Base	X
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTOTAL	Norvind S.A.	46	140	10-09-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
Parque Eolico Tototal	Norvind S.A. Transmisión, Generación y	44,5	100	18-10-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	En Calificación	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	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan Central/Trupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	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	En Calificación	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	En Calificación	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	38	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Hidráulica	VI
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Carilafquén-Malalcahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Rio Blanco, Hornopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Eléctrica Cenizas	Eléctrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil N° 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso	Hidroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	12	15	10-07-2008	En Calificación	Eólica	Base	VIII
Modificación al sistema de respaldo de energía eléctrica, faenadora Rosario	Faenadora Rosario Ltda.	11	7	19-12-2008	En Calificación	Diesel	PMGD-SIC	VI
Central Hidroeléctrica Butamalal, Región del Bio-Bio CH Butamalal (e-seia)	RPI Chile Energías Renovables S.A.	11	25	24-10-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10	17,4	25-02-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	RM
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 al sistema de respaldo de energía eléctrica, faenadora San Vicente	Faenadora San Vicente Ltda.	9,0	4,1	09-01-2008	En Calificación	Diesel	PMGD-SIC	VI
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Minicentral Hidroeléctrica Piruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte N° 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	En Calificación	Diseño	PMGD-SIC	III
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	En Calificación	Eólica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6	15	13-01-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Colbún S.A.	6	12	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SIC	VII
Central de Pasada Tacura	Mario García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hidroaustral S.A.	5,5	15	28-08-2007	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 Southpacific	SouthPacific Korp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELECTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoraillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel N° 2	Respaldo	III
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hidroaustral S.A.	3,5	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII

System Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago
Fono: 56-2-2320501
Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard
Director
hrudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout
Gerente General
smocarquer@systep.cl

Jorge Moreno de la Carrera
Gerente de Estudios
jmoreno@systep.cl

Oscar Álamos Guzmán
Ingeniero de Estudios SIC
oalamos@systep.cl

Pablo Lecaros Vargas
Ingeniero de Estudios SING
plecaros@systep.cl

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite
nuestra página Web:
www.systep.cl

Contacto:
reporte@systep.cl

©Systep Ingeniería y Diseños desarrolla este reporte mensual del sector eléctrico de Chile en base a información de carácter público.

El presente documento es para fines informativos únicamente, por los que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, desligándose Systep Ingeniería y Diseños de los resultados obtenidos, directa o indirectamente, producto de dichas acciones.

La veracidad de la información recopilada en el presente documento no es puesta en duda por Systep Ingeniería y Diseños, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, estimaciones y proyecciones de resultados, reflejan distintos supuestos definidos por Systep Ingeniería y Diseños, los que pueden o no estar sujetos a discusión

Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a Systep Ingeniería y Diseños.

