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

[Volumen 2, número 5]

Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Mayo 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 16

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 34
- Resolución Discrepancias del Panel de Expertos
- 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

NOVEDADES: Ver ANEXO Resolución Discrepancias del Panel de Expertos

Argentina subiría impuesto al gas natural que compra Chile.
(Fuente: Diario Financiero 05/05/09)

Fallas de dos grandes centrales deja más vulnerable al sistema eléctrico.
(Fuente: La Tercera, 28/04/09)

Nueva norma fomentará que empresas eléctricas ofrezcan tarifas diferenciadas a clientes residenciales.
(Fuente: Invertia, 23/04/09)

Aguas Andinas impugnará la autorización a Alto Maipo
(Fuente: El Mercurio, 22/04/09)

Gobierno impulsará la construcción de dos centrales solares en el norte del país.
(Fuente: El Mercurio, 22/04/09)

Endesa remata derechos de agua en Aysén por exigencia del TDLC.
(Fuente: El Mercurio, 21/04/09)

GasAtacama baraja traer gas de Brasil, Ecuador y hasta de Rusia.
(Fuente: La Tercera, 20/04/09)

Chilectra informa beneficios asociados a la aplicación de la tarifa adicional de invierno.
(Fuente: Chilectra, 17/04/09)

HydroChile invertirá MMUS$140 en 3 centrales.
(Fuente: La Tercera, 13/04/09)

Pehuenche y Endesa firman contrato de venta de energía por 14 años.
(Fuente: El Mercurio, 09/04/09)

GNL Quintero comienza a operar en julio.
(Fuente: El Mercurio de Valparaíso, 09/04/09)

Enel y Enap iniciaron perforación de pozos para geotermia en Tatio, Chillán y Calabozo.
(Fuente: La Tercera, 08/04/09)

Chilectra deberá pagar multa de $309 millones por problemas en cuentas.
(Fuente: EMOL, 01/04/09)

Editorial

A mediados de este año se estima la llegada del Gas Natural Licuado (GNL) a nuestro país. Comenzará entonces a operar la planta regasificadora de GNL de Quintero, mientras que en el 2010 se espera el ingreso de una planta en Mejillones. Con la inserción de este combustible en la matriz energética se logra independencia del gas natural argentino, cuyo suministro se ha visto restringido desde el año 2004.

ENAP, Endesa y Metrogas, socios del terminal de GNL de Quintero, firmaron inicialmente con British Gas, poseedora del 40% de la sociedad y abastecedora del gas, contratos por 6,5 millones de metros cúbicos de gas, para una planta de capacidad de 10 millones de metros cúbicos, con posibilidad de expandirse al doble. Esto abre la puerta a otras empresas generadoras, por ejemplo Gener y Colbún, interesadas en el GNL para la alimentación de sus centrales de ciclo combinado. Respecto al valor del combustible, el contrato pactado con British Gas está definido por una fórmula que incluye índices como el Henry Hub y el petróleo Brent.

Pese a las ventajas ambientales del GNL sobre otras fuentes energéticas, no tendrá el rol trascendental que tuvo el gas natural argentino en la expansión del sistema eléctrico del país, fundamentalmente por precio, que se estima será muy superior al valor con el que era importado inicialmente desde Argentina. El GNL permitirá reducir los costos de generación eléctrica al permitir a las plantas de ciclo combinado operar con combustible más barato que el diesel actualmente en uso. Sin embargo, seguirá siendo el carbón el combustible que marcará el costo de desarrollo del sistema. Por otra parte, los volúmenes contratados de importación de GNL no permitirán desplazar toda la generación diesel, la que seguirá dando el respaldo al sistema en caso de contingencias.

En el Informe de Precios de Nudo de Abril de 2009 se reporta los precios de combustibles (diesel, carbón y GNL) considerados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para el cálculo tarifario, y los rendimientos de cada unidad generadora (Tabla 1).

A modo de realizar un análisis sobre la inserción del GNL a la matriz energética, se compara a continuación los costos de combustibles resultantes en tres unidades generadoras: San Isidro Diesel, San Isidro GNL que se estima en operación en el mes de julio de 2009, ambas unidades de Endesa, miembro de la sociedad que trae el GNL y que por ende tiene asegurado el suministro de este combustible, y la unidad a carbón Ventanas 2. Se analiza la razón entre el costo variable combustible (CVC) de una central a GNL frente a las tecnologías diesel y carbón existentes, utilizando como precio base para ambos combustibles el utilizado por la autoridad en el informe de Precios de Nudo de Abril de 2009, un precio un 30% menor y otro un 30% mayor (Figura 1). Se observa los distintos puntos de inflexión que determinarían la conveniencia del uso del GNL por sobre los otros combustibles. En la Figura 2 se resume los precios que debiera tener el GNL para competir con esos combustibles en esos escenarios.

La Figura 3 muestra la evolución de precios de los combustibles desde el 2005 hasta marzo de 2009, valores informados por la CNE. Se observa la tendencia a la baja que presentan en la actualidad en los mercados internacionales. Por otra parte, la Tabla 2 muestra la proyección del precio del GNL para el SIC del Informe de Precios de Nudo de Abril de 2009.

Tabla 1: Características Costos Unidades de Generación (Informe de Precios de Nudo de Abril 2009)

SAN ISIDRO DIESEL		
Consumo Específico	m3/MWh	0,22
Costo Combustible	US$/m3	387,16
CVC	US$/MWh	84,87

SAN ISIDRO GNL (Ingreso Julio 2009)		
Consumo Específico	MMBTU/MWh	7,20
Costo Combustible	US$/MMBTU	10,50
CVC	US$/MWh	75,57

VENTANAS 2 CARBON		
Consumo Específico	Ton/MWh	0,40
Costo Combustible	US$/Ton	136,61
CVC	US$/MWh	54,23

Figura 1: Relación ente Costos Variables GNL / Diesel y GNL / Carbón

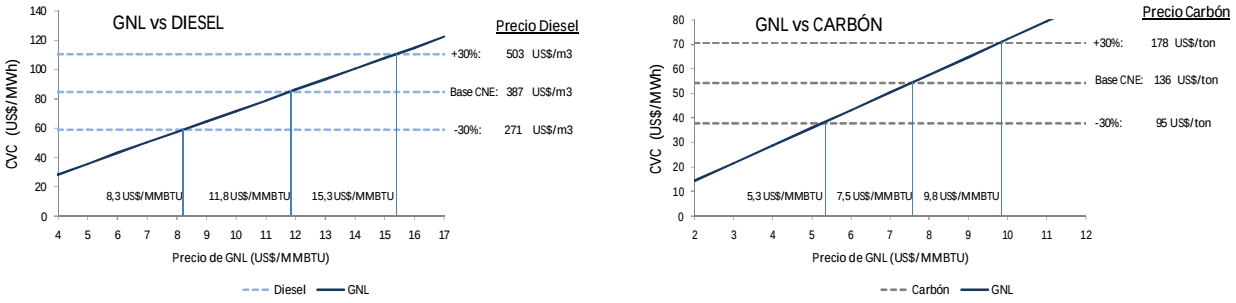


Figura 2: Precios equivalentes competitivos del GNL para distintos precios del Diesel y del Carbón

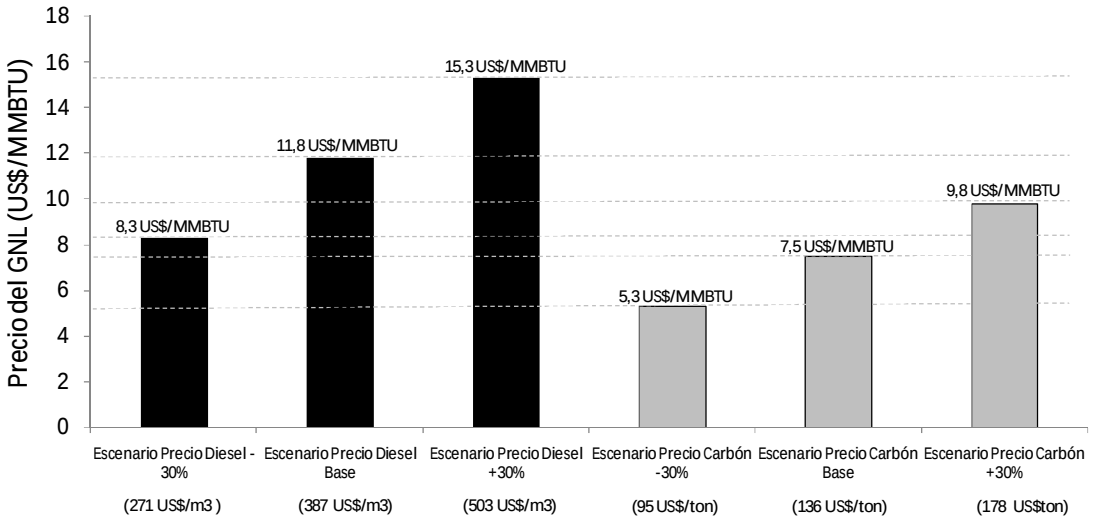


Figura 3: Evolución de precios de combustibles hasta marzo de 2009

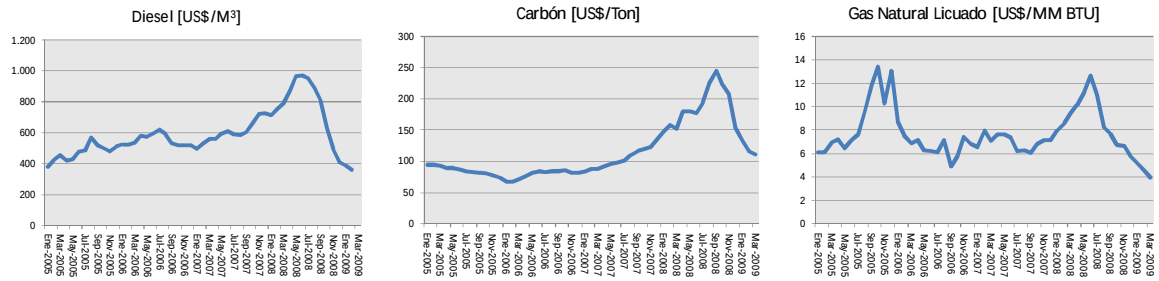


Tabla 2: Proyección precios GNL (CNE)

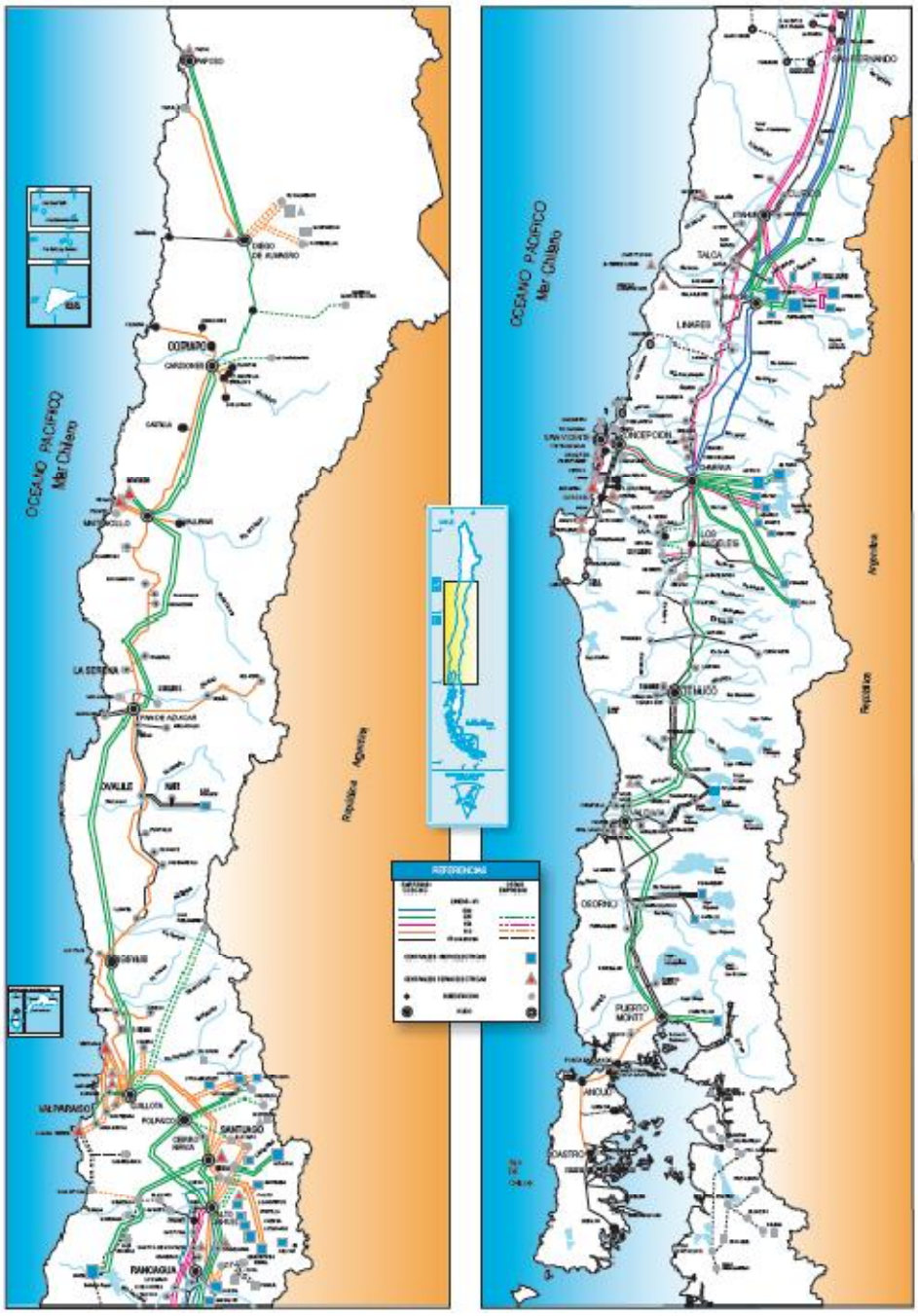
Año	Precio US$/MBTU
Feb-09	10,56
2°sem 2009	7,24
2010	7,89
2011	8,85
2012 en adelante	9,45

Un precio de GNL superior a 11,8 US$/MMBTU daría prioridad al uso del diesel (el precio determinado por la CNE para el combustible de la central San Isidro define un CVC de 85 US$/MWh). Si se realiza el mismo análisis considerando un precio del diesel un 30% mayor, el GNL debiera tener un precio superior a 15,3 US$/MMBTU para ser desplazado por el diesel. En el otro extremo, un descenso de 30% en el precio del diesel, desplaza al GNL con un precio superior a 8,3 US$/MMBTU.

De igual forma, un precio de GNL superior a 7,5 US$/MMBTU desplaza a este combustible frente al carbón (el precio determinado por la CNE para el combustible de la central a carbón Ventanas 2 determina un CVC de 54 US$/MWh). Si el precio del carbón subiera un 30%, un precio de GNL superior a 9,8 US$/MMBTU haría más conveniente el uso del carbón. En el otro extremo, un descenso de 30% implicaría que un precio de GNL superior a 5,3 US$/MMBTU convierte al carbón en una opción más económica como combustible de generación.

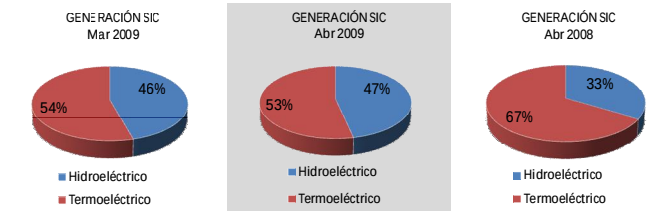
En otro ámbito, a principios del mes de mayo se debía desarrollar la Licitación de Suministro EMEL-SING Nº1/2008, que corresponde al primer proceso de licitación en el SING desde la promulgación de la Ley Nº20.018. Sin embargo, el proceso de licitación fue nuevamente aplazado, modificando la fecha de presentación de las ofertas desde el 4 de mayo al día viernes 4 de septiembre de 2009, mediante Resolución Exenta N°407 del 28 de abril de 2009. Cabe destacar que la presentación de las ofertas tenía inicialmente fecha para el 1 de diciembre de 2008, plazo que ya había sido postergado para el 30 de marzo de 2009 (Resolución Exenta N°673 del 2 de octubre de 2008), y posteriormente al 4 de mayo de 2009 (Resolución Exenta N°112 del 29 de enero de 2009). El motivo dado por la CNE para la prórroga es la posible aparición de “distorsiones en el escenario de abastecimiento de suministro eléctrico para los próximos años, que podrían afectar los precios de largo plazo de la energía”. Si se observa el plan de obras presentado por la autoridad en el Informe de Precio de Nudo del SING de abril, sólo la central Tamaya, utilizando fuel oil N°6 como combustible, ingresa en operación durante este año, mientras que las centrales a carbón Andina, Hornitos y Angamos ingresan durante 2010 y 2011, por un total de 760 MW instalados. Por otro lado, en el escenario de recomendaciones ingresan sólo unidades eólicas en el corto plazo, mientras que recién en los años 2015 y 2017 ingresarían nuevas unidades a carbón. La postergación podría disminuir la incertidumbre sobre el suministro, impactando en los precios ofertados por las generadoras, en la medida que en ese periodo se aprueben nuevos proyectos en Estudio de Impacto Ambiental o se concreten proyectos ya aprobados.

SIC
Sistema Interconectado Central



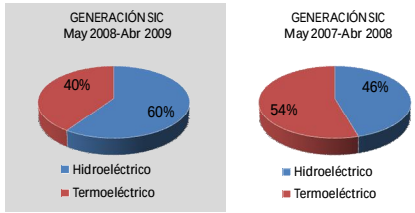
Fuente: CDEC-SIC

Figura 4: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 5: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de abril la generación de energía en el SIC cayó en un 8,4% respecto a marzo de 2009, con un aumento de 2,1% respecto a abril de 2008, manteniéndose en línea con el crecimiento del 1,7% experimentado en marzo de 2009.

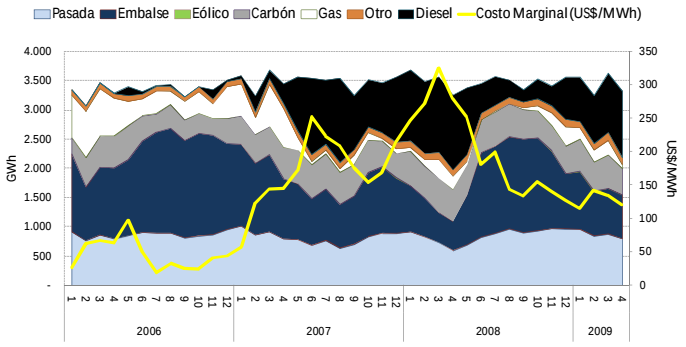
La generación hidroeléctrica se redujo en un 6,5% respecto de marzo de 2009, mientras que la generación termoeléctrica disminuyó en un 10%. De esta forma, un 47% de la energía consumida en el SIC en el mes de abril fue abastecida por centrales hidroeléctricas. La condición predominante de generación térmica se debe a que mientras no se definan las características del año hidrológico en curso 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 se observa que durante el mes de abril el aporte de las centrales de embalse al sistema se redujo en 3% respecto de marzo de 2009. Las centrales de pasada disminuyeron su aporte en un 9,5% en relación al mismo mes. La generación térmica utilizando diesel aumentó en un 12,6%, mientras que la generación a carbón se redujo en un 21,5%, respecto de marzo de 2009.

Se destaca en la última semana del mes de abril las fallas de las centrales Nehueco I de Colbún (entre el lunes 20 y el domingo 26 de abril) y Ventanas II de Gener (entre el domingo 19 y el martes 21, y entre el sábado 25 hasta finalizar el mes), las que dejaron de aportar casi 600 MW, cifra cercana al 10% de la capacidad instalada que posee actualmente el SIC. Dada la holgura que presenta el sistema, generada por los motores diesel incorporados en años anteriores durante épocas de crisis, es que el sistema pudo entregar un suministro normal a sus clientes, incurriendo en un aumento en sus costos de operación.

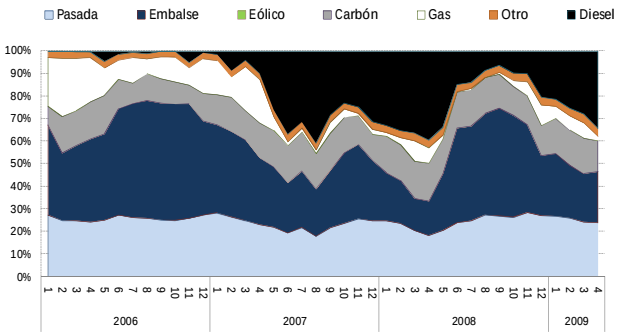
En la Figura 6 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2006. Los costos marginales del SIC durante el mes de marzo llegaron a un valor promedio cercano a 120 US$/MWh en la barra de Quillota 220.

Figura 6: Generación histórica SIC



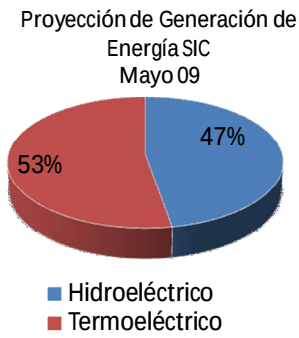
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 7: Generación histórica SIC (%)



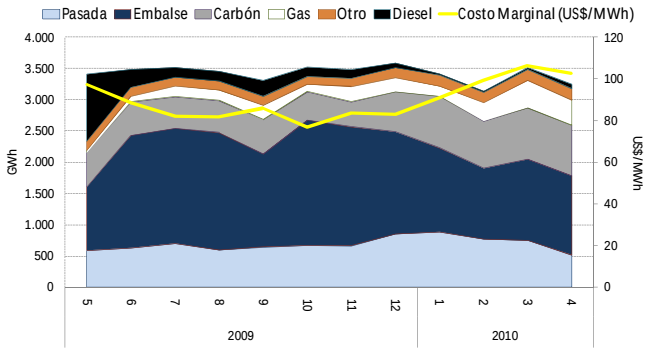
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 8: Proyección de Generación de Energía mayo 2009 SIC



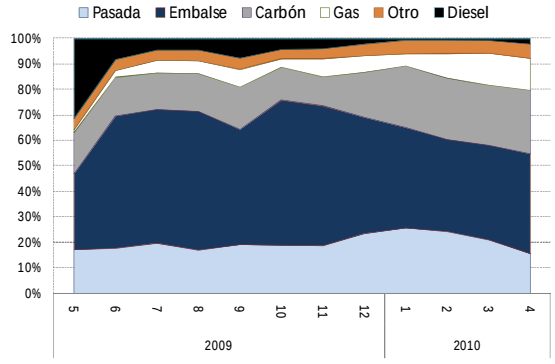
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 9: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 10: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de mayo de 2009, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 53% de la energía mensual generada provendrá de centrales térmicas.

Las Figura 9 y Figura 10 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal. En el Anexo 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 ciclo abierto GNL de Quintero a partir de mayo (operando con diesel), ésta sólo genera en el escenario seco para el período junio-julio de 2009. Esto no ocurre con la central San Isidro GNL, de propiedad de Endesa, la cual comienza a operar en el mes de julio de 2009 para todos los escenarios.

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. Se estima además la entrada de la central Ventanas III de Gener para el mes de enero de 2010.

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 99,21 US$/MWh.

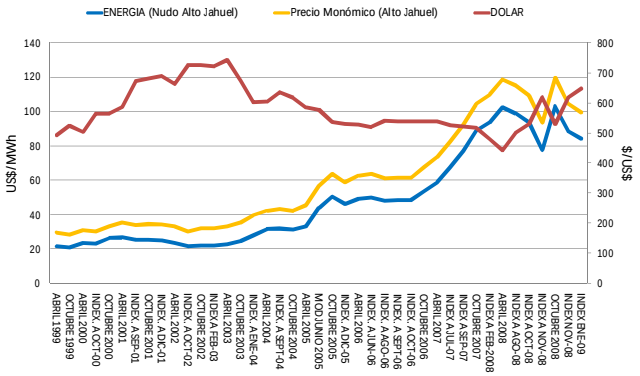
Cabe destacar que si bien durante el mes de abril se llevó a cabo una nueva fijación de precio de nudo para el SIC, aún no es dictado el decreto de ley que determina las nuevas tarifas.

Generación de Energía

Para el mes de abril, la generación de energía experimentó un aumento de 2,1% respecto del mismo mes de 2008, continuando con el crecimiento presentado en el mes anterior y que revierte los 4 primeros meses del año, los que exhibían un crecimiento negativo del consumo.

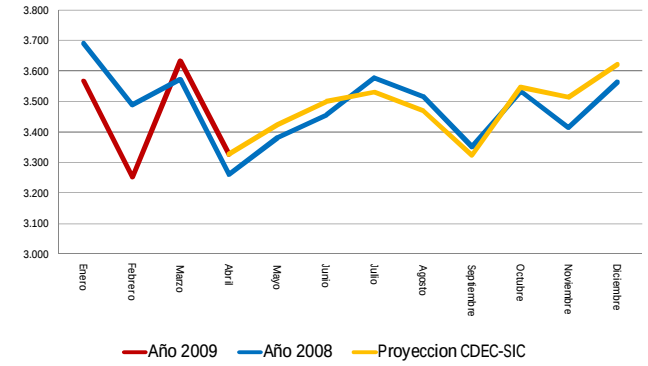
En el programa de operación de 12 meses generado por el CDEC se realiza una proyección de generación de energía para el año 2009. De esta forma, se proyecta una generación de 41.709 GWh para un escenario medio. Comparando con los 41.819 GWh generados el año 2008, se tiene una caída prevista de 0,3% en la demanda de energía.

Figura 11: Precio nudo energía y potencia SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 12: Generación histórica de energía (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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 3 presenta el precio promedio de venta, ponderado por energía, de las principales generadoras del SIC, mientras que la Tabla 4 lo indica para las empresas distribuidoras.

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 abril 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 septiembre 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 el precio medio de la energía licitada alcanzó los 99,41 US$/MWh, referidos a la barra Quillota 220. Adicionalmente quedó pendiente a licitar un bloque de alrededor de 900 GWh no adjudicados de la distribuidora CGE, proceso para el cual se han informado a comienzos de abril nuevas bases, y cuyas ofertas deben ser presentadas el día 7 de julio de 2009.

Se destaca que al indexar los contratos a marzo de 2009, el precio medio de la energía licitada referido a la barra Quillota 220 queda en 77,62 US$/MWh para la energía a suministrar el año 2010 y en 61,20 US$/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 73,12 US$/MWh en la barra Quillota 220.

Tabla 3: Resumen por Empresa Generadora Procesos de Licitación, abril 2009

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	79,4	5.419
Campanario	95,5	1.750
Colbún	75,9	6.782
Endesa	65,5	12.425
Guacolda	72,6	900
Monte Redondo	103,2	100
Precio Medio de Licitación		**73,12**

* Precios referidos a Quillota 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 4: Resumen por Empresa Distribuidora Procesos de Licitación, abril 2009

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	62,5	12.000
Chilquinta	83,2	2.567
EMEL	79,1	2.007
CGE	90,5	6.370
SAESA	68,3	4.432
Precio Medio de Licitación		**73,12**

* Precios referidos a Quillota 220

Tabla 5: Precio de Licitación a abril de 2009

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US$/MWh] Adjudicado	Indexado Abr-09 Barra Suministro	Indexado Abr-09 Barra Quillota	Año de Inicio Suministro
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	78,7	78,0	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	78,2	77,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	78,5	78,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	85,0	85,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	85,5	85,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	86,0	86,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	87,0	87,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	87,5	87,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	88,0	88,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	88,3	88,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	88,6	88,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	94,0	94,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	94,2	94,2	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	101,2	101,2	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	90,1	90,1	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	67,6	66,2	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	104,2	97,3	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	96,0	93,5	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	96,1	93,6	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	70,2	69,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	67,1	69,0	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	68,3	70,3	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	60,9	59,6	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	60,5	59,3	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	57,9	60,1	58,9	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,3	55,8	55,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	62,9	62,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	102,0	95,3	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	55,5	55,0	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	55,8	55,3	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	55,5	55,5	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	54,5	54,5	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	102,3	102,3	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	60,4	60,4	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	51,1	52,6	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	61,2	60,0	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	61,2	60,0	2011
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	73,1	72,6	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	110,5	103,2	2010

Fuente: CNE, Systep

NOTA: En el Anexo II se puede observar los respectivos índices de indexación, tanto en sus valores base, como el porcentaje que representa en la evolución de los respectivos precios.

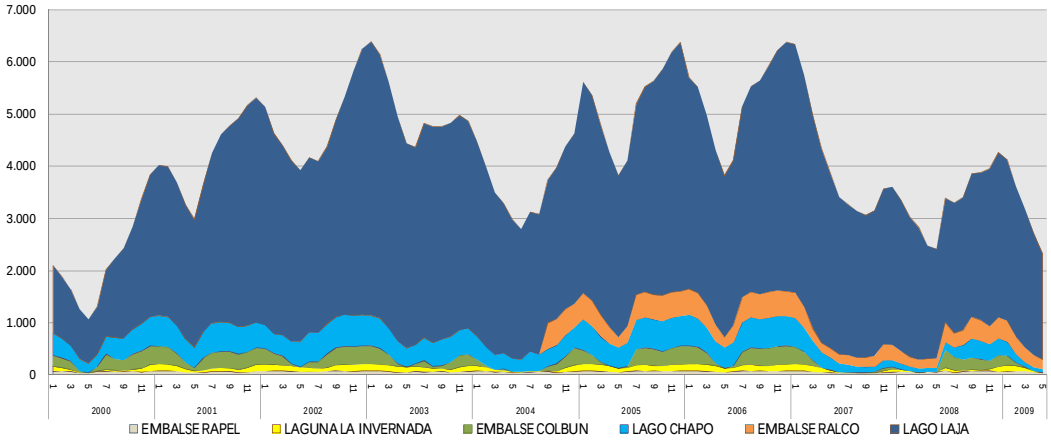
Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de mayo de 2009, y considerando las restricciones de operación del embalse Colbún, la energía almacenada disponible para generación alcanza los 2.330 GWh, lo que representa una reducción de 15% respecto a lo registrado a comienzos del mes de abril de 2009, y un déficit de un 4% respecto al mismo mes del año 2008. Este hecho resulta relevante pues el sistema presentaría actualmente una operación más ajustada, debido a que, dada esta condición de los embalses, la generación hidroeléctrica se presenta más restringida y cualquier falla de una central térmica haría que el sistema se presente más vulnerable.

Es importante destacar que en general los niveles de energía almacenada se encuentran aún bajo condiciones históricas, por lo que si bien parece ser que la reserva existente permite hacer frente a las necesidades de este año, la situación del 2010 dependerá de lo que ocurra este invierno.

Al respecto, se debe 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 un 2% menor a la disponible en mayo de 2008.

Figura 13: Energía almacenada en embalses (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

		Abr 2009	May 2009	May 2008
EMBALSE	COLBUN	0	0	0
% de la capacidad máxima		0%	0%	0%
EMBALSE	RAPEL	49	42	59
% de la capacidad máxima		58%	49%	69%
LAGUNA	LA INVERNADA	23	3	4
% de la capacidad máxima		18%	2%	3%
LAGO	LAJA	2.345	2.030	2.096
% de la capacidad máxima		44%	38%	40%
LAGO	CHAPO	78	63	70
% de la capacidad máxima		12%	10%	11%
EMBALSE	RALCO	231	193	188
% de la capacidad máxima		46%	38%	37%

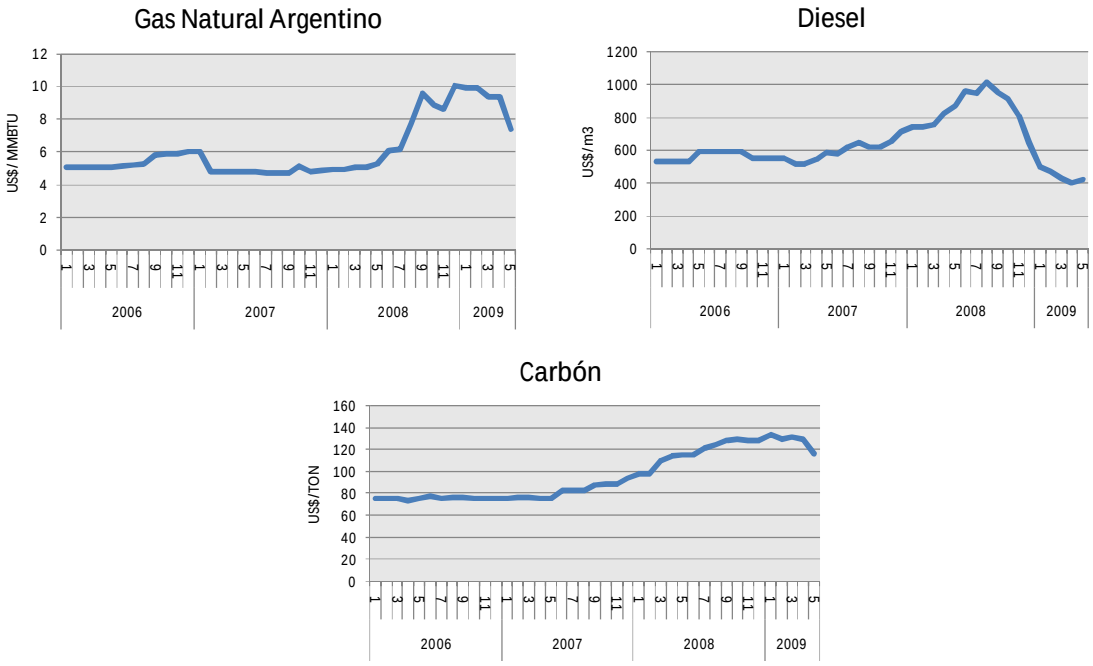
*Valores iniciales para cada mes

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Precios de combustibles

Las empresas generadoras informan al CDEC-SIC semanalmente los valores de los precios de los combustibles para sus unidades, cuya evolución se muestra en la Figura 14. Estos valores presentan en promedio, para los últimos 12 meses, alzas de un 39% en el caso del gas natural argentino y de un 2% para el carbón, mientras que el precio del diesel presenta un descenso de un 51% respecto al mismo período.

Figura 14: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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, respecto a lo ocurrido el año pasado.

Los costos marginales del SIC para el mes de abril presentan una baja de 10% respecto los registrados en el mes de marzo de 2009, caída que se explica con el uso de un mix de generación y precios de combustibles similares al mes de marzo, ante la presencia de una caída de 8,4% en la energía generada.

Es importante destacar que entre el lunes 20 y el domingo 26 del mes, período en el cual las centrales Nehuenco I y Ventanas II se encontraban fuera de servicio, el costo marginal subió a 137,7 US$/MWh, valor dado por la operación de unidades más ineficientes necesarias para abastecer la demanda, dada la contingencia presentada.

En esta parte del año es común el aumento en los costos de generación, período en que se tiende a reducir la generación hidroeléctrica y aumentar la termoeléctrica (con diesel a falta de gas argentino). Dado este antecedente, la generación térmica basada en petróleo diesel seguirá siendo importante en la operación del Sistema.

En la Tabla 8 y Figura 15 se muestran los valores esperados de costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos.

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	134
Abril	63	145	280	121
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	

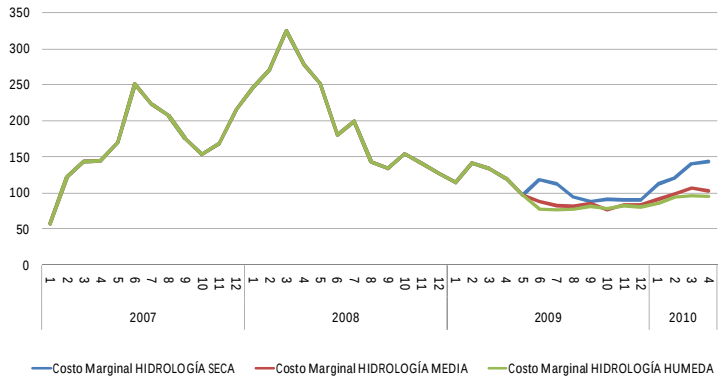
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2009	Mayo	98	98	98
-	Junio	119	88	77
-	Julio	113	82	76
-	Agosto	95	82	78
-	Septiembre	89	86	82
-	Octubre	92	77	78
-	Noviembre	90	84	82
-	Diciembre	90	83	80
2010	Enero	113	91	85
-	Febrero	121	99	94
-	Marzo	141	107	96
-	Abril	144	103	95

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

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

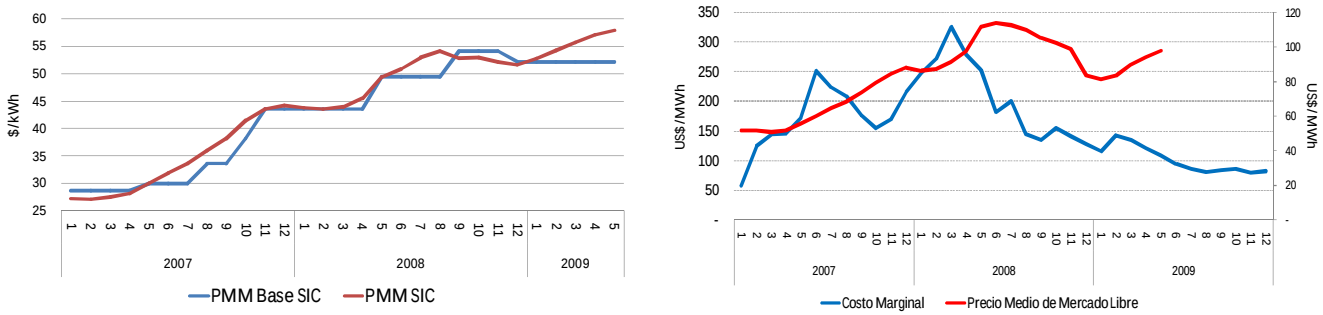


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado, determinado a comienzos de mayo, es de 57,84 $/kWh, lo que representa un alza de 10,83% respecto al precio base (52,19 $/kWh).

Figura 16: Precio Medio de Mercado histórico y esperado



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 marzo 2009.

Tabla 9: Saldo total de cuentas RM88 a marzo 2009

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM$)
Endesa	153.167
Gener	76.622
Colbun	115.802
Guacolda	18.036

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 abril 2009 y marzo 2010.

En total se incorporarán 1.472 MW de potencia, destacando las centrales de pasada La Higuera (155 MW), la central GNL de Quintero I operando con diesel (240 MW), la central diesel Tierra Amarilla (142 MW) y la central Ventanas III (240 MW).

Se destaca que durante el mes de mayo de 2009 ingresarán alrededor de 800 MW de capacidad diesel de generación al SIC; dados principalmente por las centrales TG TermoChile (60 MW), Termopacífico (96 MW), Teno (50 MW), EMELDA (76 MW), y Tierra Amarilla (142 MW).

Unidades en Mantención

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

- Alfalfal: 160 MW en mayo y junio.
- Cipreses: 101 MW en julio.
- Nueva Renca: 379 MW en mayo.
- San Isidro II: 240 MW en junio y julio.
- Nehuenco I: 370 MW en julio.

Tabla 10: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]
Hidráulicas				
La Higuera	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	May-09	155
Licán	Candelaria	Pasada	Nov-09	17
Térmicas				
Tierra Amarilla	SWC & Southern Cross	Diesel	May-09	142
Newen	Gas Sur	Diesel	May-09	15
Ciclo Abierto GNL Quintero 01 ope Diesel	Endesa	GNL/Ope Diesel	May-09	240
Teno	ENERGÍA LATINA S.A.	Diesel	May-09	50
TG TermoChile		Diesel	May-09	60
TG Peñon	ENERGÍA LATINA S.A.	Diesel	May-09	37
Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	Diesel	May-09	20
Punta Colorada Fuel I	Barrick Chile Generación	Diesel	May-09	16,3
Termopacífico	Generadora del Pacifico S.A.	Diesel	May-09	96
Campanario IV CA	Southern Cross	Diesel	May-09	42
Calle Calle	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	Diesel	May-09	20
EMELDA	Bautista Bosch Ostalé	Diesel	May-09	76
Campanario IV CC	Southern Cross	Diesel	Nov-09	60
Arauco	Celulosa Arauco	Cogeneración	Ene-10	22
Ventanas III	AES Gener	Carbón	Ene-10	240
Eólica				
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		May-09	20
Central Eólica Canela II	Endesa		Oct-09	60
Central Eólica Monte Redondo	Suez		Oct-09	38
Totoral	Norvind S.A.		Nov-09	46
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.472

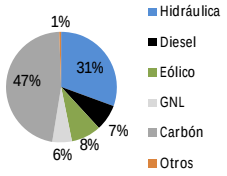
Fuente: CNE, CDEC-SIC

Tabla 11: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)
Hidráulica	4.658	7.137
Diesel	1.158	840
Eólico	1.307	2.719
GNL	879	527
Carbón	7.090	12.581
Otros	111	234
TOTAL	**15.204**	**24.038**
Aprobado	**4.566**	**6.212**
En Calificación	**10.637**	**17.826**
TOTAL	**15.204**	**24.038**

Fuente: SEIA, Systep

Figura 17: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Systep

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 15.204 MW (10.637 MW en calificación), con una inversión de 24.038 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.

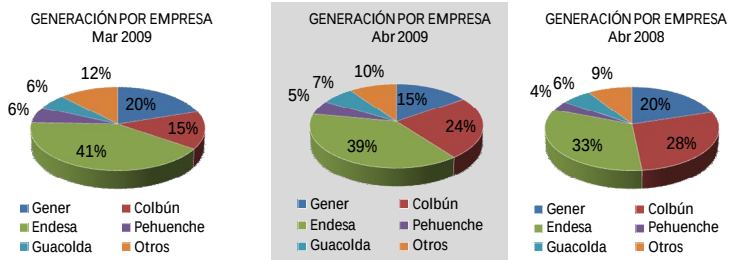
En el mes de abril destaca el ingreso a estudio de impacto ambiental de las centrales hidroeléctricas Río Puelche (50 MW en la VII Región) y central hidroeléctrica Aguas Calientes (24 MW en la VIII Región) de HydroChile, y el proyecto hidroeléctrico Achibueno (135 MW en la VII Región) de Hidroeléctrica Centinela.

Tabla 12: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	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	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
Central Hidroeléctrica Maqueo	Trayenko S.A.	320	1.000	17-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
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	Aprobado	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
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidreléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	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

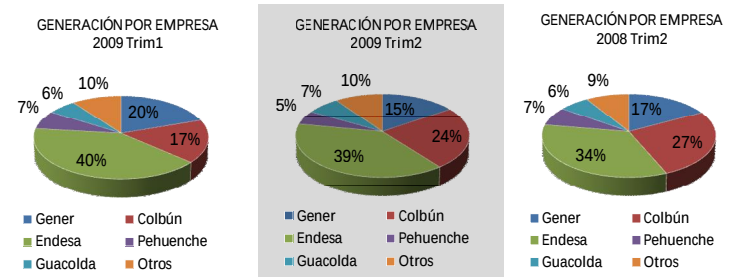
Fuente: SEIA, Systep

Figura 18: Energía generada por empresa, mensual



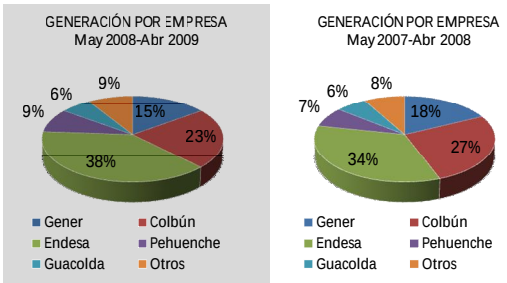
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 19: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Resumen Empresas

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

Al mes de abril de 2009 el actor más importante del mercado es Endesa, con un 39% de la producción total de energía, seguido por Colbún (24%), Gener (15%) y Pehuenche (5%).

En un análisis por empresa se observa que Colbún y Guacolda aumentaron su producción en un 52,4% y 4,7% respectivamente, en relación a marzo de 2009. Por otro lado, Gener, Endesa y Pehuenche vieron disminuida su producción para el mismo período en un 29,7%, 14,2% y 21,7% respectivamente.

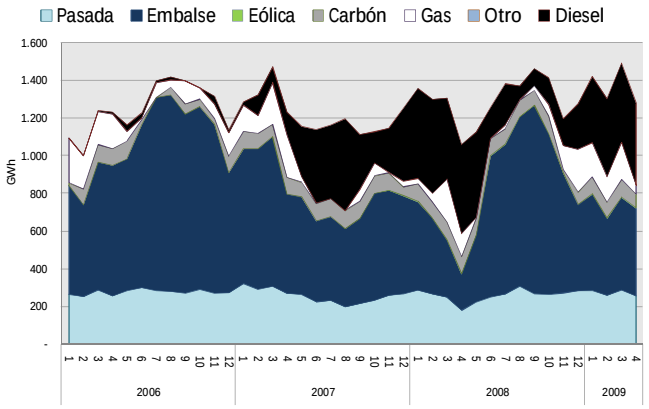
En las Figura 18 a Figura 20 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

ENDESA

Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un descenso de un 5,2% respecto al mes anterior, con una mejora de un 142,4% en relación a abril de 2008. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada disminuyó en un 11,1% respecto a marzo de 2009, con una mejora de 41% respecto a abril de 2008. La generación diesel muestra un aumento de 4,1% respecto a marzo de 2009, con una baja en un 7,5% 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 de junio, ésta no generará más que en el escenario seco. También se observa en ingreso de las centrales San Isidro I y II operando con GNL a partir del mes de junio y octubre de 2009 respectivamente.

Figura 21: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

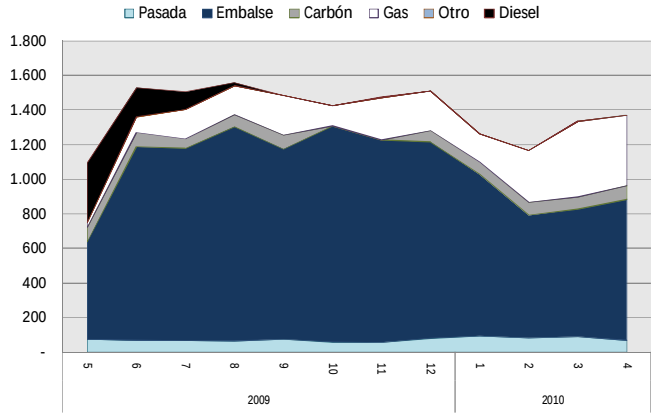
Tabla 13: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA

	Mar 2009	Abr 2009	Abr 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	292	259	184	-11,1%	41,0%
Embalse	490	464	192	-5,2%	142,4%
Gas	199	47	125	-76,5%	-62,6%
Carbón	93	73	90	-21,7%	-19,0%
Diesel	418	435	471	4,1%	-7,5%
Eólico	2	2	1	-7,3%	12,0%
Total	1.493	1.280	1.062		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 22: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN ENDESA

	May 2008-Abr 2009	May 2007-Abr 2008	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.314	2.919	13,6%
Embalse	7.546	5.255	43,6%
Gas	1.382	638	116,5%
Carbón	855	1.042	-18,0%
Diesel	2.481	4.476	-44,6%
Eolico	34	11	218,9%
Total	15.611	14.341	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 15: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA

	2009 Trim1	2009 Trim2	2008 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	842	259	665	-61,0%	-69,2%
Embalse	1.407	464	1.295	-64,1%	-67,0%
Gas	518	47	130	-64,1%	-91,0%
Carbón	265	73	267	-72,9%	-72,6%
Diesel	1.181	435	1.086	-59,9%	-63,1%
Eólico	7	2	6	-74,1%	-77,6%
	4.220	1.280	3.449		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

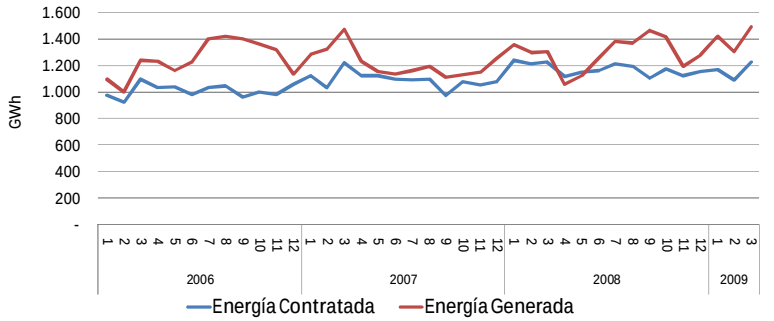
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante marzo de 2009 fue de 1.492 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.227 GWh; por tanto, por su carácter excedentario, realizó ventas de energía en el mercado *spot.*

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

Figura 23: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)

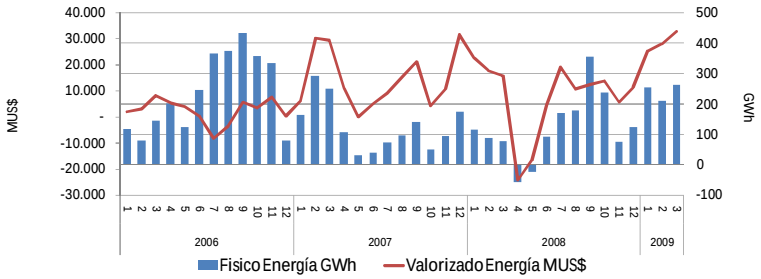


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de marzo de 2009 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 265,2 GWh, las que son valorizadas en 32,8 MMUS$. En la Figura 24 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[1]

Figura 24: 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 disminución de 43,1% respecto al mes anterior, con una reducción de 40,2% en relación a abril de 2008. La generación en base a centrales de pasada muestra una baja de un 21,4% respecto a marzo de 2009, con una mejora de un 27,5% en relación al año pasado. La generación diesel presenta una reducción de 24,5% respecto al mes pasado, y una baja de 27,5% respecto a abril de 2008. El análisis incluye la consolidación de Gener con su filial Eléctrica Santiago, ESSA (Nueva Renca y centrales relacionadas). El descenso de la generación de Gener, en especial la generación a carbón, se debe a la caída de la central Ventanas II entre el 19 y el 30 de abril.

En la Figura 26 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. Se destaca además la entrada de Ventanas III en enero 2010.

Tabla 16: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER

	Mar 2009	Abr 2009	Abr 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	172	135	106	-21,4%	27,5%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	4	0	0,0%	0,0%
Carbón	265	151	252	-43,1%	-40,2%
Diesel	279	211	290	-24,5%	-27,5%
Otro	9	9	9	-9,5%	-9,5%
Total	725	509	658		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN GENER

	May 2008-Abr 2009	May 2007-Abr 2008	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.642	1.486	10,5%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	1	83	-98,3%
Carbón	2.557	2.917	-12,3%
Diesel	1.344	2.838	-52,7%
Otro	113	106	6,5%
Total	5.658	7.432	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

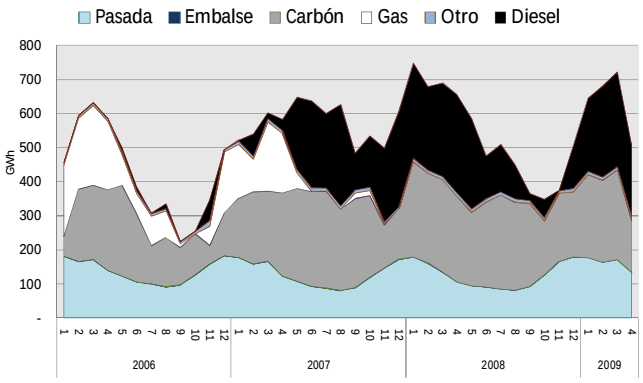
Tabla 18: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER

	2009 Trim1	2009 Trim2	2008 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	514	135	292	-53,8%	-73,7%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	4	0	0,0%	0,0%
Carbón	750	151	718	-79,0%	-79,9%
Diesel	764	211	682	-69,1%	-72,4%
Otro	28	9	29	-70,8%	-69,3%
Total	2.056	509	1.722		

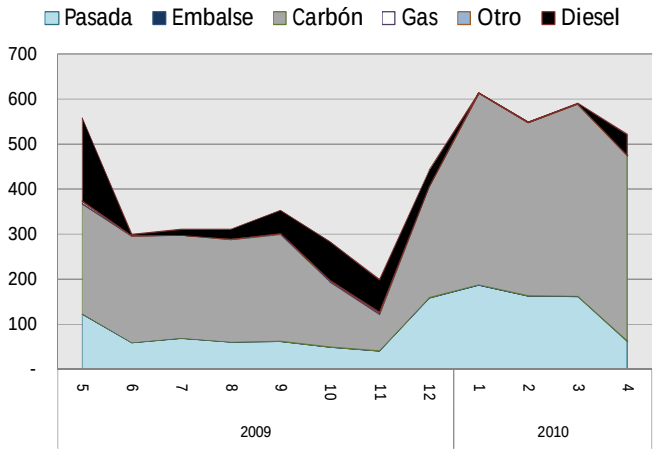
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 25: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 26: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

GENER

Generación Histórica vs Contratos

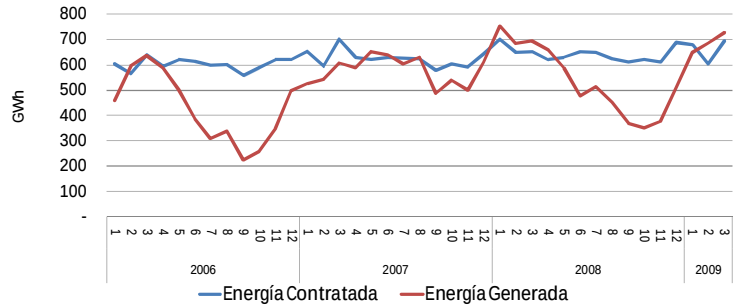
La generación real de energía para Gener durante marzo de 2009 fue de 724 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 693 GWh; por tanto, tuvo que realizar ventas de energía en el mercado *spot*, rompiendo la tendencia deficitaria de la empresa en el último tiempo.

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

Transferencias de Energía

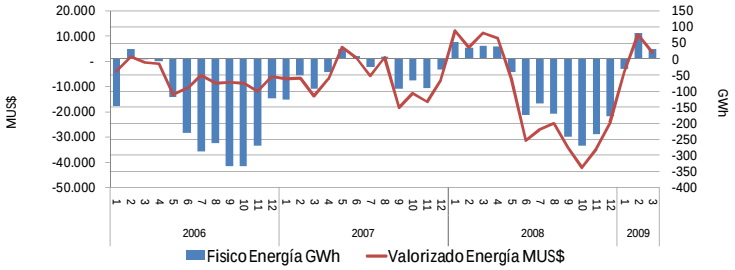
Durante el mes de marzo de 2009 las transferencias de energía de Gener ascienden a 31,7 GWh, las que son valorizadas en 3,3 MMUS$. En la Figura 28 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[2]

Figura 27: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 28: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systep

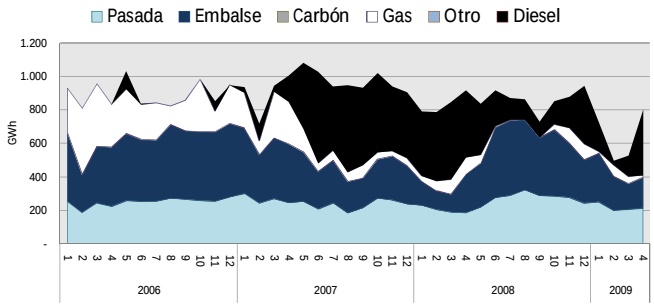
[2] Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC.

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, la producción de las centrales de embalse exhibe un aumento de 20,2% respecto al mes anterior, con una baja de un 20,1% en relación a abril de 2008. La generación en base a centrales diesel muestra un fuerte aumento de 216,3% respecto a marzo de 2009, con una reducción de un 1,1% en relación al año pasado. Por último, las centrales de pasada presentan un aumento de un 3,3% respecto a marzo de 2009 y una mejora de 15,3% respecto al año pasado.

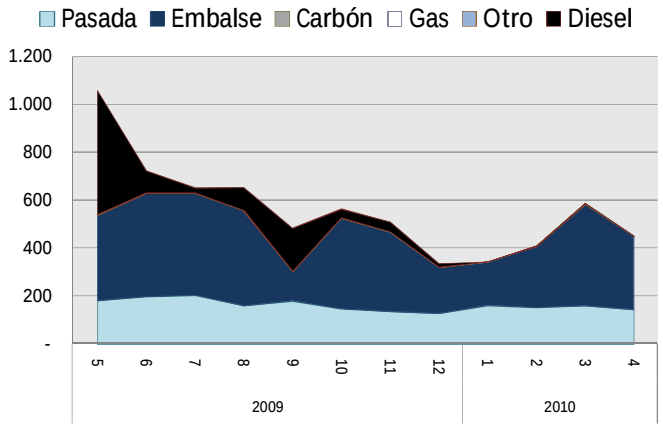
Cabe destacar el reintegro del complejo diesel Nehuenco, el que retoma este mes niveles normales de generación, respecto a los últimos meses del año 2008.

Figura 29: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 30: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 19: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN

	Mar 2009	Abr 2009	Abr 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	208	215	186	3,3%	15,3%
Embalse	153	184	230	20,2%	-20,1%
Gas	43	13	103	-69,1%	-87,1%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	124	393	398	216,3%	-1,1%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	528	805	917		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN COLBUN

	May 2008-Abr 2009	May 2007-Abr 2008	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.193	2.707	18,0%
Embalse	3.908	2.447	59,7%
Gas	666	795	-16,2%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	2.907	5.200	-44,1%
Otro	0	0	0,0%
Total	10.675	11.149	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 21: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN

	2009 Trim1	2009 Trim2	2008 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	662	215	684	-68,5%	-67,5%
Embalse	647	184	913	-79,9%	-71,6%
Gas	120	13	162	-91,8%	-88,9%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	324	393	915	-57,0%	21,4%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.753	805	2.673		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

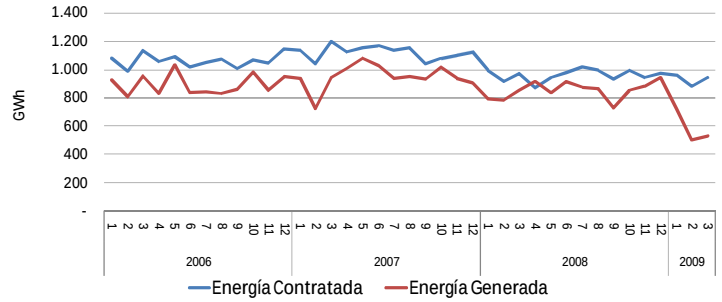
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante marzo de 2009 fue de 528,4 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 946,5 GWh; por tanto tuvo que realizar compras de energía a costo marginal en el mercado *spot*.

En la Figura 31 se ilustra el nivel de contratación estimado para Colbún junto a la producción real de energía. La disminución de la generación de Colbún fue producida por la mantención programada del complejo Nehuenco para dicho mes.

Figura 31: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

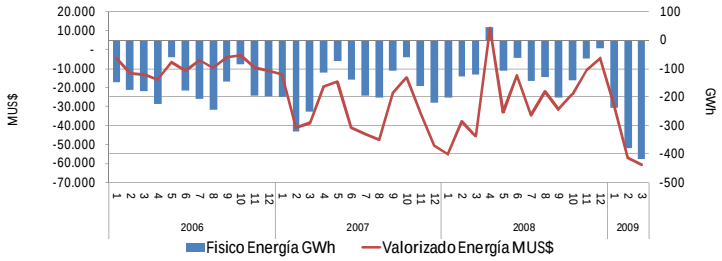


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de marzo de 2009, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -418,1 GWh, las que son valorizadas en -60,8 MMUS$. En la Figura 32 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[3]

Figura 32: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systep

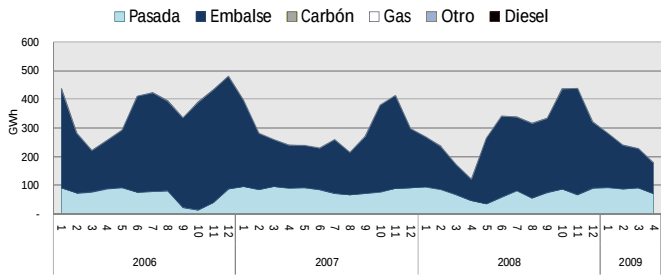
[3] Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC.

PEHUENCHE

Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una reducción de un 21,3% respecto al mes anterior, con una mejora de un 43,8% en relación a abril de 2008. La generación en base a centrales de pasada muestra una reducción de un 22,3% respecto a marzo de 2009, con una mejora de un 50,2% en relación al año pasado.

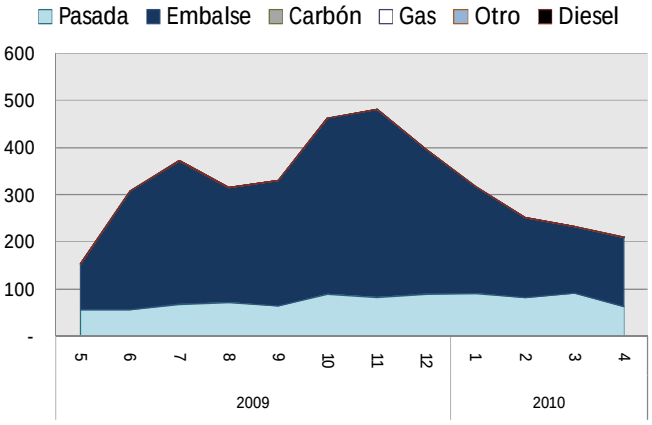
En la Figura 34 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 33: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 34: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 22: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE

	Mar 2009	Abr 2009	Abr 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	93	72	48	-22,3%	50,2%
Embalse	137	108	75	-21,3%	43,8%
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	230	180	123		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN PEHUENCHE

	May 2008-Abr 2009	May 2007-Abr 2008	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	929	955	-2,7%
Embalse	3.173	2.169	46,3%
Gas	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Otro	0	0	0,0%
Total	4.102	3.124	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 24: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE

	2009 Trim1	2009 Trim2	2008 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	275	72	145	-50,2%	-73,8%
Embalse	480	108	588	-81,7%	-77,5%
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	755	180	733		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

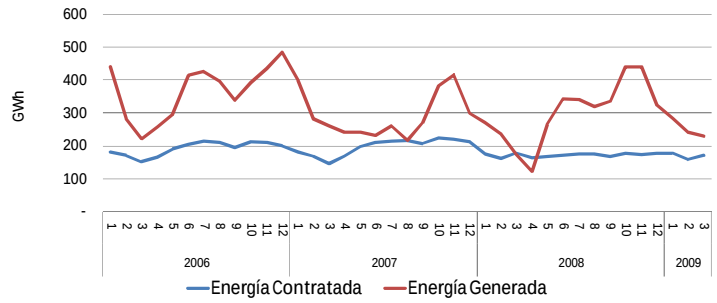
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante marzo de 2009 fue de 229,8 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 169,4 GWh; por tanto tuvo que realizar ventas de energía en el mercado *spot.*

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

Figura 35: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)

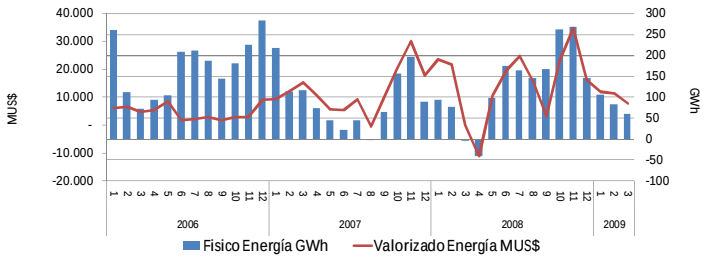


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de marzo de 2009 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 60,4 GWh, las que son valorizadas en 7,7 MMUS$. En la Figura 36 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[4]

Figura 36: Transferencias de energía Pehuenche



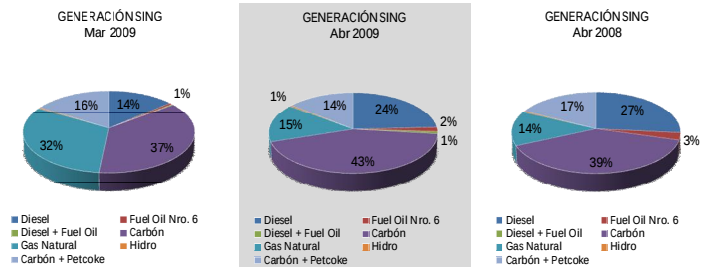
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

SING
Sistema Interconectado del Norte Grande

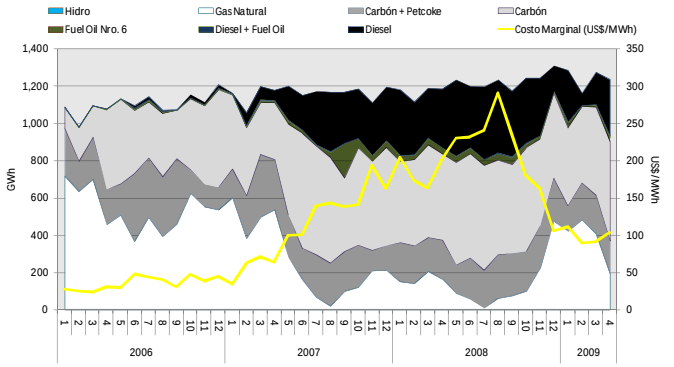
Fuente: CDEC-SING

Figura 37: Energía mensual generada en el SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 38: Generación histórica SING (GWh)



Fuente: CDEC-SING, Systep

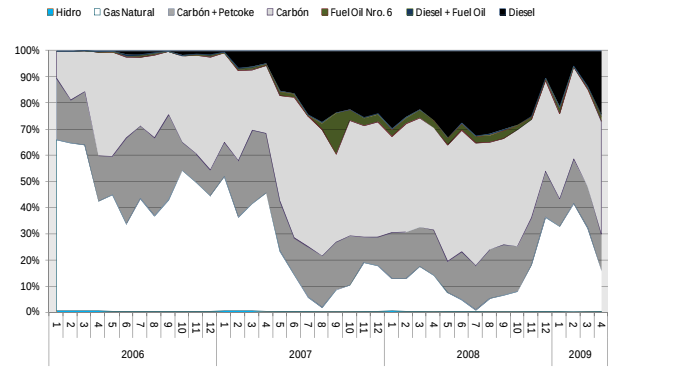
Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de abril la generación de energía en el SING disminuyó en un 3,1% respecto a marzo, aumentando la producción en 4,2% respecto a abril de 2008.

Se observa que la generación diesel aumentó un 72,4% con respecto a marzo; la generación a carbón aumentó en un 12,7% y la generación con gas natural disminuyó en 53,1% respecto al mes pasado.

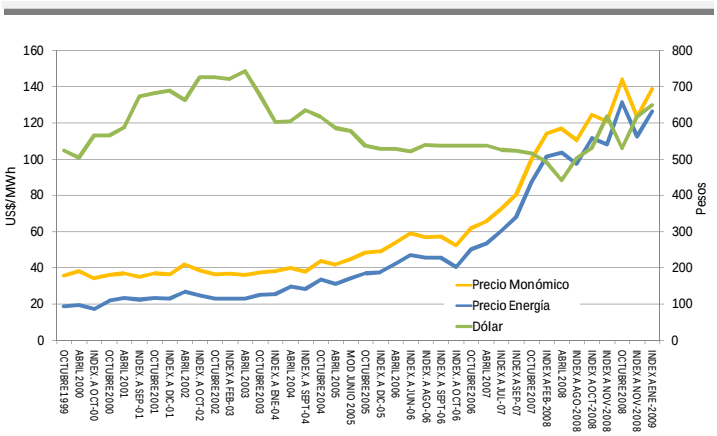
En la Figura 38 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2006. Se observa que ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US$/MWh. Los costos marginales del SING durante el mes de marzo han llegado a valores promedio cercanos a 104 US$/MWh en la barra de Crucero 220.

Figura 39: Generación histórica SING (%)



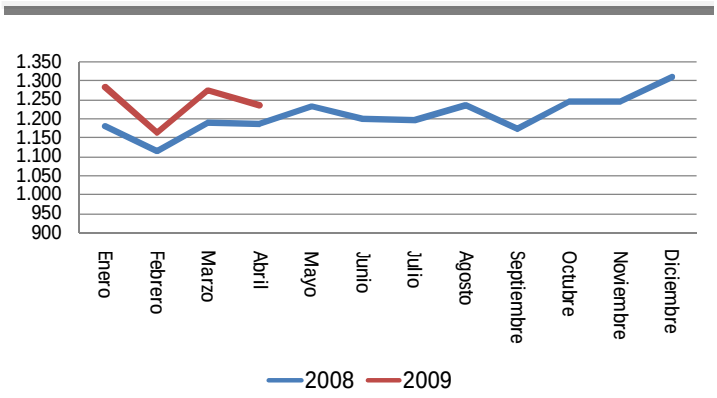
Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 40: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 41: 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.

Cabe destacar que si bien durante el mes de abril se llevó a cabo una nueva fijación de precio de nudo para el SING, aún no es dictado el decreto de ley que determina las nuevas tarifas.

Generación de Energía

En el mes de abril, la generación real del sistema fue de 1.235 GWh. Esto representa un aumento de 4,2% con respecto al mismo mes del 2008.

En el año 2008, al mes de abril, se generaron 4.670 GWh; mientras que durante el año 2009 se han generado 4.955 GWh, lo que representa un aumento de un 6,1%.

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

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

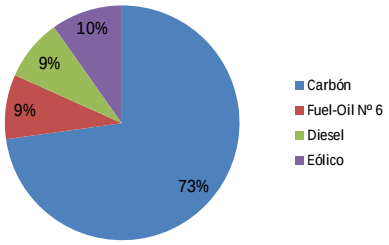
Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.432 MW (1.915 MW en calificación), con una inversión de 4.659 MMUS$. Se destaca en el mes de abril el ingreso a evaluación el proyecto eólico Valle de Los Vientos (99 MW) y el reingreso del proyecto de la central a carbón Patache (110 MW).

Tabla 25: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS$)
Carbón	1.770	3.500
Fuel-Oil Nº 6	216	302
Diesel	207	340
Eólico	239	517
TOTAL	2.432	4.659
Aprobado	518	914
En Calificación	1.915	3.745
TOTAL	2.432	4.659

Fuente: SEIA, Systep

Figura 42: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systep

Tabla 26: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

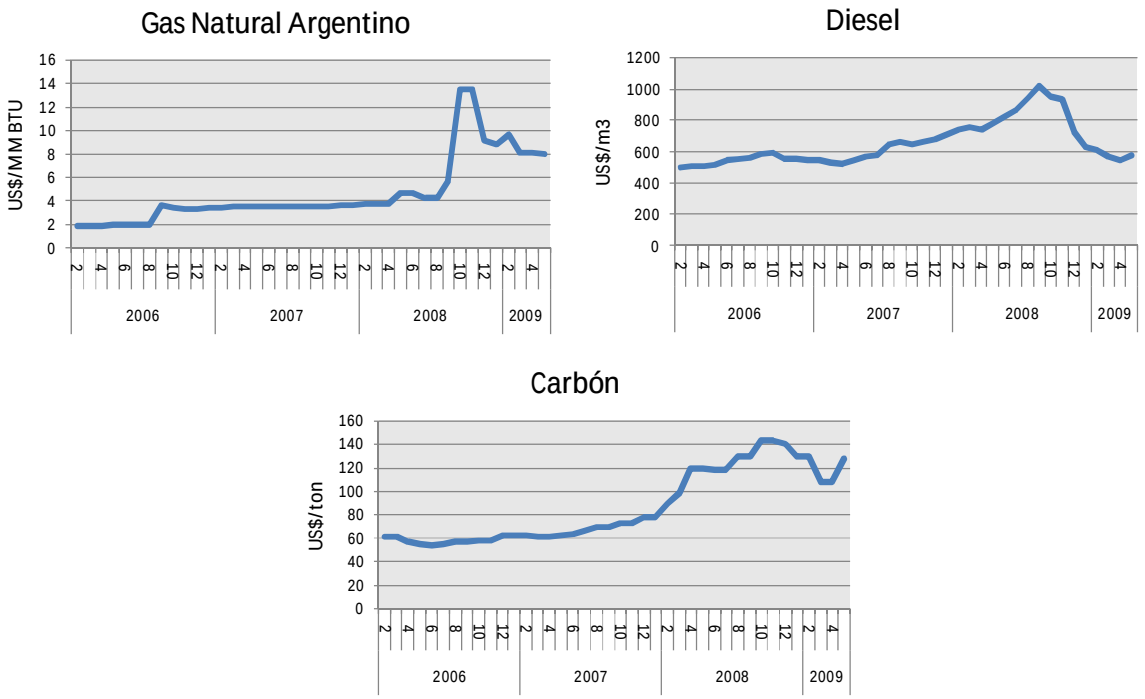
Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión (MMUS$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	En Calificación	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Pacífico	Río Seco S.A.	350	750	03-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	17-04-2009	En Calificación	Carbón	Base	II
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	En Calificación	Eólico	Base	II
Central Termoeléctrica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoeléctrica Parinacota	Termoeléctrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	En Calificación	Fuel-Oil Nº 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 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 ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,8	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Systep

Precios de combustibles

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

Figura 43: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SING, Systep

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	92
Abril	31	65	201	104
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, Systep

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

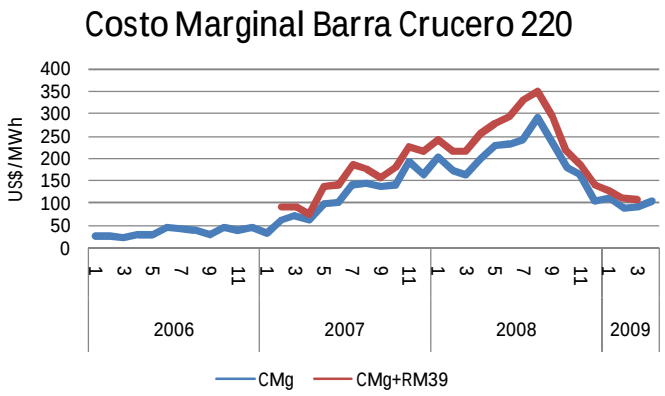
Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año pasado 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. 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.

La Figura 44 muestra la evolución del costo marginal en la barra de Crucero 220, incluyendo el valor de la RM39 con datos disponibles a partir de febrero de 2007 y hasta el mes de marzo de 2009, último dato publicado por el CDEC-SING. 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 marzo, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 15,6 US$/MWh.

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

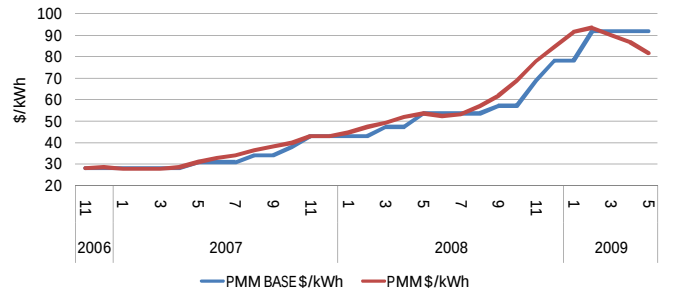


Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado para abril, determinado a comienzos de mayo de 2009, es de 81,58 $/kWh, que representa una disminución de 11,06% respecto al Precio Medio Base, de 91,72 $/kWh.

Figura 45: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systep

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 abril de 2009, junto con actualizaciones del CDEC.

En total se incorporarán 860 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; una central fuel oil Nº6 de propiedad de ElectroAndina y una central diesel operada por Norgener. Debido al horizonte de tiempo en que ingresarán las centrales en construcción (sólo Tamaya entra 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.

Tabla 28: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta
Térmicas				
TAMAYA	Electro Andina S.A.	Fuel Oil Nº6	Mar-09	95
ZOFRI_3	Norgener	Diesel	Feb-10	4,8
ANDINO	Suez Energy Andino S.A.	Carbón	Abr-10	150
HORNITOS	Suez Energy Andino S.A.	Carbón	Oct-10	150
ANGAMOS I	AES Gener	Carbón	Mar-11	230
ANGAMOS II	AES Gener	Carbón	Oct-11	230
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				860

Fuente: CNE, CDEC-SING

Unidades en Mantención

En la Tabla 29 se muestran las unidades en mantención para los próximos tres meses, de las cuales dos corresponden a las unidades U13 y U14 de la central Termoeléctrica Tocopilla, con capacidades instaladas de 86 MW y 136 MW respectivamente; una componente de Atacama, con una capacidad instalada de 129 MW; y una unidad de Salta con 208 MW de capacidad instalada.

Tabla 29: Unidades en mantención próximos 3 meses

			May-09		Jun-09		Jul-09	
Empresa	Unidad	Combustible	Inicio	Término	Inicio	Término	Inicio	Término
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	U13	Carbón					28	-
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	U14	Carbón	-	29				
ATACAMA	TG1B	Diesel-Gas natural	18	-	-	-	-	18
SALTA	TG11	Diesel-Gas natural			15	18		

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.

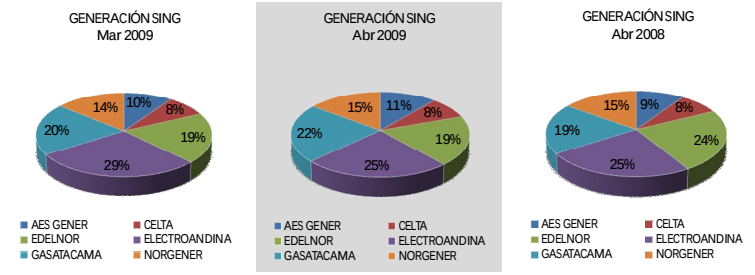
Al mes de abril de 2009, el actor más importante del mercado es Electroandina, con un 25% de la producción total de energía, seguido por GasAtacama con un 22% y por Edelnor con un 19%.

En un análisis por empresa, se observa que AES Gener, GasAtacama y Norgener aumentaron su producción en un 11,7%, 8,4% y 1,3% en relación a marzo, respectivamente. El resto de las empresas, Electroandina, Edelnor y Celta, vieron para el mismo período disminuida su producción en un 16,8%, 5,5% y 2,6%, respectivamente.

En la Figura 46 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

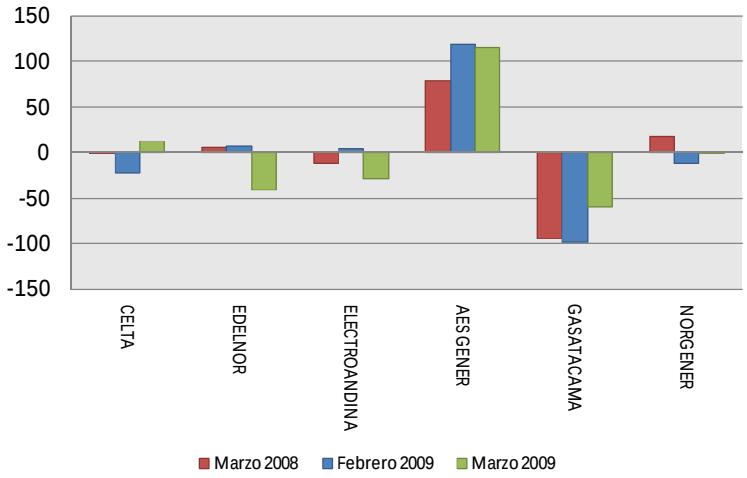
En la Figura 47 se presentan las transferencias de energía de las empresas en marzo de 2009. Se observa que los mayores cambios con respecto al mes anterior se dieron en las transferencias de Edelnor, Electroandina y Celta; Edelnor y Electroandina pasaron de ser excedentarias a deficitarias, mientras que Celta pasó de ser deficitaria a excedentaria.

Figura 46: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 47: Transferencias de energía por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SING, Systep

ANEXOS

Resolución Discrepancias del Panel de Expertos

Dictamen 02-2009 (13 de abril de 2009)

Con fecha 13 de abril, se entregó el dictamen del Panel de Expertos sobre una discrepancia entre AES Gener y el CDEC-SING, respecto al Cálculo Definitivo de Potencia Firme 2008. La discrepancia surge con respecto a la metodología utilizada por el CDEC-SING para determinar la oferta de potencia de las unidades de ciclo combinado, utilizando combustible alternativo. En el Cálculo Definitivo de Potencia Firme 2007 y en el Cálculo Preliminar de Potencia Firme 2008, el CDEC utilizó ciertos criterios para considerar la potencia firme cuando la disponibilidad del combustible alternativo era restringida, sin embargo, para el Cálculo Definitivo de Potencia Firme 2008 modificó los criterios utilizados. Este cambio implicaba que la central Salta pasaba de requerir un stock mínimo para una hora de generación a un stock suficiente para asegurar la operación por 24 horas de operación continua. Esta última metodología implica, según AES Gener, un nuevo nivel de suficiencia y seguridad en la operación al sistema que no se puede cumplir en forma retroactiva, además de verse vulnerados los derechos adquiridos de la empresa, debido a que durante 2008 operó en base a la normativa establecida anteriormente. Además, la empresa discrepó que se hayan realizado cambios a la metodología en forma unilateral por el CDEC. Por lo anterior, el Panel decidió acoger la propuesta de AES Gener, por lo que se debe modificar el Cálculo Definitivo de Potencia Firme 2008 utilizando los mismos criterios utilizados en el informe preliminar para el tratamiento de la potencia firme de las unidades de ciclo combinado, utilizando combustible alternativo.

Dictamen 03-2009 (22 de abril de 2009)

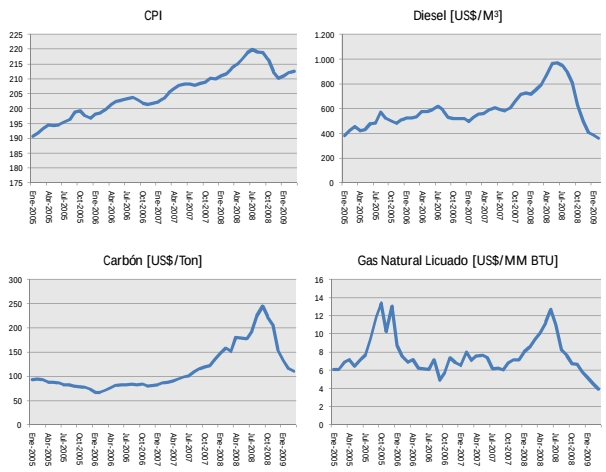
Con fecha 22 de abril, se entregó el dictamen del Panel de Expertos sobre una discrepancia entre AES Gener y el CDEC-SING, respecto al procedimiento denominado “Tratamiento Dispositivo Tipo Bess”. AES Gener instalará un equipo BESS, que consiste en un conjunto de baterías de litio que permiten entregar energía eléctrica por un lapso no inferior a 15 minutos, considerando que es una forma más eficiente de dar el servicio de reserva de potencia base en comparación a la limitación en el despacho de las centrales que se realiza actualmente. Al respecto, la Dirección de Peajes del CDEC propone que el equipo BESS cubre en primer lugar la obligación de reserva adicional, que es actualmente remunerada mediante la RM39. El Panel decidió acoger la propuesta de AES Gener, reconociendo el aporte del dispositivo BESS en la reserva de potencia base de la central, permitiendo de esta manera aumentar el despacho de la central y consecuentemente remunerar la inversión con esta mayor generación.

Dictamen 04-2009 (29 de abril de 2009)

Con fecha 29 de abril, se entregó el dictamen del Panel de Expertos sobre una discrepancia entre Colbún S.A. y el CDEC-SIC, respecto al Procedimiento de la Dirección de Operaciones “Implementación de Planes de Seguridad de Abastecimiento” y el Procedimiento de la Dirección de Peajes “Reliquidaciones y Valorización de la Implementación de un Plan de Seguridad de Abastecimiento”. La discrepancia surge porque en el procedimiento se considera que ante un vertimiento, el agua vertida debe prorratearse entre la Reserva de Seguridad y el agua del titular del embalse, lo que significa un costo para el titular del embalse al tener menos agua para generar, costo que no es reembolsado. El Panel decidió acoger la propuesta de Colbún, que solicitó que se modificara el artículo 19 del Procedimiento de la Dirección de Operaciones, reconociendo que si durante la vigencia de un plan de seguridad algún embalse vierte, se considerará que primero se vierte la Reserva de Seguridad establecida y luego el resto del volumen del embalse. Además, el agua vertida de la Reserva de Seguridad que sea aprovechada por centrales aguas abajo del embalse será considerada como un aporte de la reserva a la generación de dichas centrales, por lo que esas inyecciones deberán ser valorizadas y repartidas de acuerdo al procedimiento definido en el mismo reglamento.

Índice Precio de Combustibles

Figura II-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 II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía	Precio					Fórmula de Indexación			
		GWh/año	US$/MWh	CPI	Coal	LNG	Diesel	CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,34	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					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	Colbun	100	124,27					100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27					100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27					100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27					100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27					100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27					100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27					100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	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

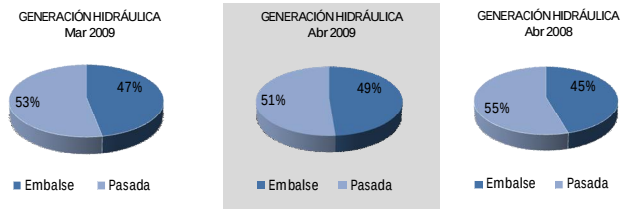
La generación en el SIC en el mes de abril, utilizando el recurso hídrico para la producción de la energía, muestra una variación de un 42% respecto al mismo mes del año anterior, de un -6,5% en comparación al mes recién pasado, y de un 29,5% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de 52,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un -3% en comparación al mes recién pasado, y de un 43,2% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de 33,5% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -9,5% en comparación al mes recién pasado, y de un 14,8% en relación a los últimos 12 meses.

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

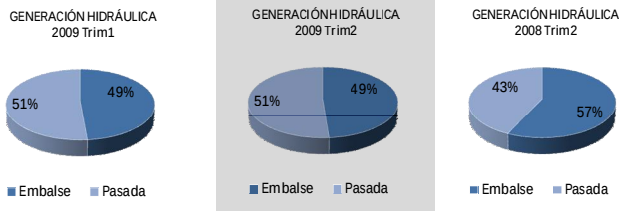
GENERACION HIDRÁULICA	Mar 2009	Abr 2009	Abr 2008
Embalse	780	756	496
Pasada	878	794	595
Total	1.658	1.550	1.091



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

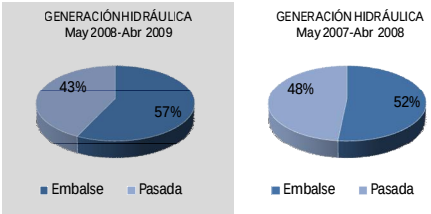
GENERACION HIDRÁULICA	2009 Trim1	2009 Trim2	2008 Trim2
Embalse	2.534	756	2.796
Pasada	2.680	794	2.110
Total	5.215	1.550	4.905



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACION HIDRÁULICA	May 2008-Abr 2009	May 2007-Abr 2008
Embalse	14.138	9.871
Pasada	10.606	9.240
Total	24.744	19.111



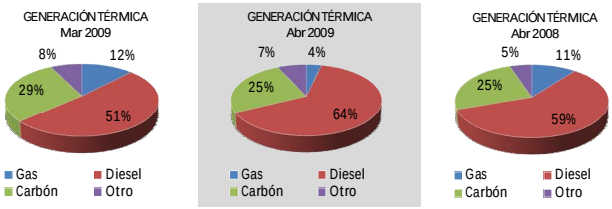
Fuente: CDEC-SIC, Systep

ANEXO III

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

GENERACION TÉRMICA

	Mar 2009	Abr 2009	Abr 2008
Gas	242	65	228
Diesel	1.011	1.138	1.282
Carbón	575	451	545
Otro	146	122	112
Total	1.973	1.777	2.168

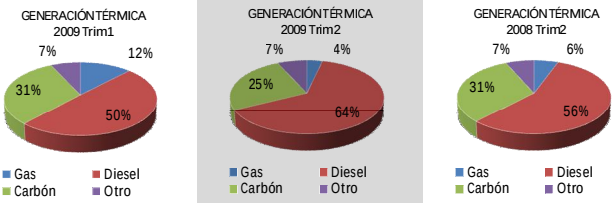


Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACION TÉRMICA

	2009 Trim1	2009 Trim2	2008 Trim2
Gas	639	65	294
Diesel	2.597	1.138	2.933
Carbón	1.629	451	1.617
Otro	367	122	345
Total	5.231	1.777	5.190

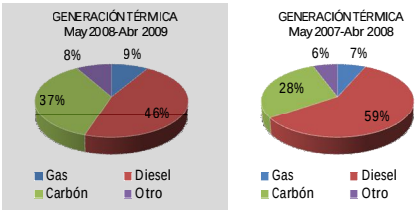


Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACION TÉRMICA

	May 2008-Abr 2009	May 2007-Abr 2008
Gas	1.459	1.523
Diesel	7.799	13.504
Carbón	6.152	6.536
Otro	1.401	1.324
Total	16.810	22.886



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de abril, muestra una variación de un -18% respecto al mismo mes del año anterior, de un -10% en comparación al mes recién pasado, y de un -26,5% en relación a los últimos 12 meses.

Las centrales que utilizan como combustible el gas natural, presentan una variación de -71,7% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -73,3% en comparación al mes recién pasado y de un -4,2% en relación a los últimos 12 meses.

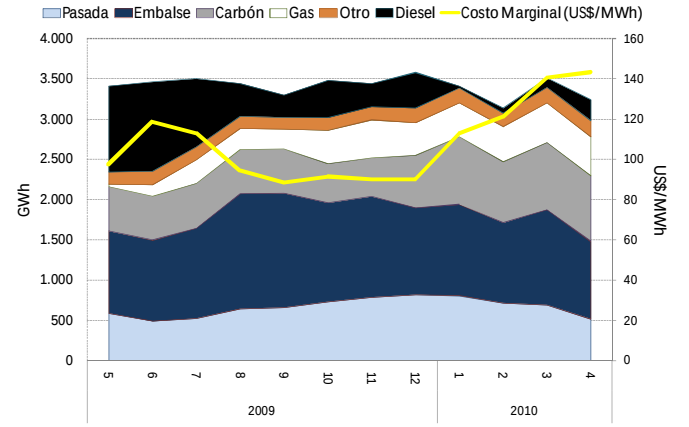
El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, se presentan con una variación de -11,2% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 12,6% en comparación al mes recién pasado, y de un -42,2% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de -17,2% respecto al mismo mes del año anterior, de un -21,5% en comparación al mes recién pasado, y de un -5,9% 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 9% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -15,9% en comparación al mes recién pasado, y de un 5,8% en relación a los últimos 12 meses.

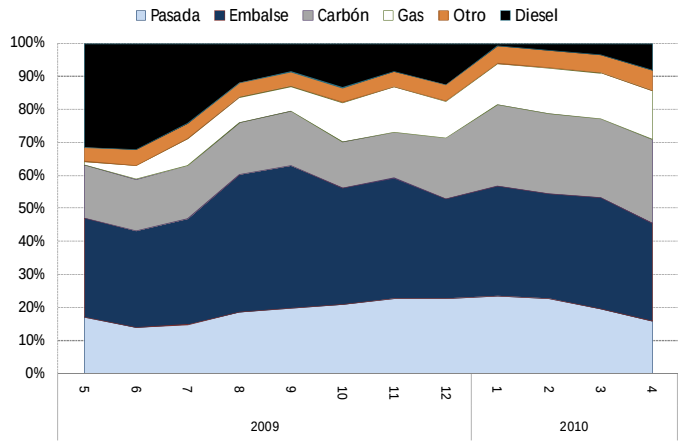
Generación del SIC bajo hidrología Seca

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

ANEXO V

RM 88

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

	Cuentas pendientes por diferencias Sept-08 Mar-09				Total				
EMPRESA	Ventas a Precio de Nudo de Energía	Compras a Costo Marginal de Energía	Total Diferencia	Total diferencia Actualizada a Mar-09	Total diferencia Actualizada a Mar-09	Diferencia no recaudada Sep-Mar-09	Estimado a Recaudar Abr-09	Cuenta Remanente Periodos Anteriores (pendiente por tope del 20% Pnudo)	Total Saldo Acumulado Mar-09
	$	$	$		$	$	$	$	$
PEHUENCHE	11.004.898.952	17.925.569.705	6.920.670.753	6.860.085.661	**6.860.085.661**	**776.159.166**	**1.008.385.930**	**14.092.214.044**	**22.736.844.801**
COLBUN	56.675.456.763	92.458.636.746	35.783.179.983	35.468.145.369	**35.468.145.369**	**3.938.437.939**	**5.101.511.218**	**71.293.723.864**	**115.801.818.390**
ENDESA	72.541.922.960	118.141.977.105	45.600.054.146	45.202.548.770	**45.202.548.770**	**5.248.767.657**	**6.859.127.037**	**95.856.440.977**	**153.166.884.441**
SGA	2.744.762.604	4.468.290.653	1.723.528.049	1.708.536.476	**1.708.536.476**	**150.409.602**	**205.306.501**	**2.869.162.564**	**4.933.415.143**
PUYEHUE	888.843.551	1.440.495.407	551.651.856	546.839.970	**546.839.970**	**62.700.658**	**81.206.084**	**1.134.856.693**	**1.825.603.405**
GUACOLDA	9.073.146.388	14.777.844.885	5.704.698.497	5.654.879.819	**5.654.879.819**	**597.398.483**	**786.868.858**	**10.996.508.425**	**18.035.655.585**
GENER	24.018.008.239	39.118.902.396	15.100.894.157	14.969.207.579	**14.969.207.579**	**1.621.955.885**	**2.128.448.898**	**29.745.116.984**	**48.464.729.346**
ESSA	13.455.494.197	21.919.234.588	8.463.740.391	8.389.439.326	**8.389.439.326**	**970.996.697**	**1.255.240.334**	**17.542.009.408**	**28.157.685.765**
IBENER	3.430.796.439	5.588.241.617	2.157.445.178	2.138.567.536	**2.138.567.536**	**135.076.524**	**197.705.593**	**2.762.939.711**	**5.234.289.363**
ARAUCO	4.892.183.870	7.972.774.270	3.080.590.400	3.053.194.877	**3.053.194.877**	**321.267.207**	**426.701.881**	**5.963.167.537**	**9.764.331.502**
CAMPANARIO	5.380.978.448	8.765.201.156	3.384.222.708	3.354.567.103	**3.354.567.103**	**234.374.964**	**316.492.430**	**4.422.988.201**	**8.328.422.699**
ELEKTRAGEN	1.152.277.938	1.878.771.445	726.493.507	720.691.459	**720.691.459**	**64.598.376**	**87.640.768**	**1.224.781.525**	**2.097.712.127**
FPC	382.897.618	624.529.005	241.631.387	239.496.930	**239.496.930**	**22.288.728**	**30.773.206**	**430.056.186**	**722.615.051**
SC DEL MAIPO	65.443.481	106.598.961	41.155.481	40.795.196	**40.795.196**	**3.901.178**	**5.376.433**	**75.135.755**	**125.208.561**
TECNORED	546.626.911	890.685.152	344.058.242	341.040.694	**341.040.694**	**19.542.735**	**31.562.719**	**441.089.640**	**833.235.788**
POTENCIA CHILE	2.566.696.860	4.181.087.801	1.614.390.940	1.600.229.847	**1.600.229.847**	**44.382.363**	**105.555.446**	**1.475.139.518**	**3.225.307.174**
PSEG	-	-	-	-	-	**4.975.387**	**988.488**	**13.814.134**	**19.778.009**
GESAN	21.172.898	34.487.977	13.315.080	13.198.517	**13.198.517**	**224.476**	**550.765**	**7.696.946**	**21.670.704**
PACIFIC HYDRO	195.175.637	317.916.155	122.740.518	121.666.021	**121.666.021**	**798.623**	**1.959.468**	**27.383.609**	**151.807.720**
LA HIGUERA	1.756.492.632	2.861.723.057	1.105.230.425	1.095.489.167	**1.095.489.167**	**2.220.120**	**5.447.196**	**76.124.681**	**1.179.281.164**
HIDROMAULE	460.249.512	766.007.234	305.757.723	303.641.053	**303.641.053**	-	-	-	**303.641.053**
ELECTRICA CENIZAS	93.068.704	155.318.572	62.249.868	61.866.712	**61.866.712**	-	-	-	**61.866.712**
EPSA	353.834.769	564.223.497	210.388.728	210.169.104	**210.169.104**	-	-	-	**210.169.104**
EL MANZANO	43.741.341	69.768.249	26.026.908	26.007.175	**26.007.175**	-	-	-	**26.007.175**
LOS ESPINOS	155.699.060	255.419.884	99.720.824	99.739.281	**99.739.281**	-	-	-	**99.739.281**
ENLASA	391.642.859	643.498.020	251.855.161	252.051.155	**252.051.155**	-	-	-	**252.051.155**
CRISTORO	1.913.674	3.137.783	1.224.109	1.224.109	**1.224.109**	-	-	-	**1.224.109**
TOTAL	**212.293.426.304**	**345.930.341.321**	**133.636.915.017**	**132.473.318.906**	**132.473.318.906**	**14.220.476.767**	**18.636.849.252**	**260.450.350.401**	**425.780.995.326**

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	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	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
Central Hidroeléctrica Maqueo	Trayenko S.A.	320	1.000	17-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
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	Aprobado	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
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidreléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	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 Pacifico 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 Pacífico	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 Vallenar	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	III
Parque Eólico La Cachina (e-seia)	Ener-Renova	66	123	30-09-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	VII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 6	Base	III
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	58	75	28-08-2007	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Central Hidroelectrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	53	75	13-06-2007	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Centrales Hidroeléctricas Río Puelche	HYDROCHILE SA	50	140	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eolico Totoral	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	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	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII

ANEXO VI

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	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 Auas Calientes CHAguasCalientes	HYDROCHILE SA	24	80	15-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	38	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque eolico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Ampliacion 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 Hidroelectrica de Pasada Rio Blanco, Homopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Electrica Cenizas	Electrica 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	Compañia Papelera del Pacífico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celulosa SA	14	12	27-11-2008	En Calificación	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	Hidroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	12	15	10-07-2008	Aprobado	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 Bío-Bío 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	Aprobado	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
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bío-Bío Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	En Calificación	Dieseñ	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 Southphacific	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 Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº 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

.

Systep Ingeniería y Diseños

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

Hugh Rudnick Van De Wyngard
Director
hrudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout
Gerente General
smocarquer@systep.cl

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.