

Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Junio 2009



Contenido

Artículos de interés especial

Editorial	2
SIC	7
Análisis General	8
Análisis Precio de Licitación	11
Estado de los Embalses	13
Análisis Precios de los Combustibles	14
Análisis Precios Spot	15
Análisis Precio Medio de Mercado	16
RM 88	16
Análisis Parque Generador	17
Resumen Empresas	18
SING	28
Análisis General	29
Análisis Precios de los Combustibles	32
Análisis Precios Spot	33
Análisis Precio Medio de Mercado	34
Análisis Parque Generador	34
Resumen Empresas	35
ANEXOS	36
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

Aprueban parque eólico más grande de la Región: Parque Eólico Talinay, con 500 MW.
(Fuente: La Tercera, 09/06/09)

Zarpa desde Trinidad y Tobago primer cargamento de GNL con destino al puerto de Quintero.
(Fuente: el Mercurio, 08/06/09)

TDLC aprueba derechos de agua para HidroAysen.
(Fuente: La Tercera, 02/06/09)

Se abre el llamado para el proceso de Tarificación y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal del SIC y SING.
(Fuente: La Tercera, 01/06/09)

A 7 años de su más compleja crisis, Edelnor adelanta pago de deuda por US\$ 187 millones.
(Fuente: El Mercurio, 28/05/09)

Distribuidoras eléctricas sufren revés por caída de tarifas para uso de postes.
(Fuente: Diario Financiero, 28/05/09)

Pacific Hydro inicia obras en Chacayes.
(Fuente: Diario Financiero, 26/05/09)

Empresarios advierten que nueva "certificación indígena" frenará proyectos.
(Fuente: El Mercurio, 25/05/09)

Luz sube 4,6% en zona central por demora en trámite de Contraloría.
(Fuente: El Mercurio, 20/05/09)

Industriales desestiman exigencia del Gobierno y demandan garantías para reconvertirse a gas.
(Fuente: El Mercurio, 15/05/09)

Gobierno anuncia duras sanciones a industrias que no usen gas natural desde agosto.
(Fuente: Diario Financiero, 14/05/09)

Polémica entre socios de GNL Quintero por decisión de ENAP de vender gas a terceros.
(Fuente: Diario Financiero, 11/05/09)

Eike Batista y AES Gener interesados en comprar carbón de Isla Riesco.
(Fuente: La Tercera, 11/05/09)

Editorial

Este mes se abordan dos temas que tienen relación con el desarrollo futuro de la infraestructura de generación eléctrica: por un lado estimar cómo se logrará el aporte de Energías Renovables no Convencionales (ERNC) que impone la Ley N°20.257, y por otro lado revisar brevemente la propuesta del Código de Conducta Responsable para inversiones en tierras y áreas de desarrollo indígena.

Aplicación de la Ley N°20.257

El año 2008 se promulgó la Ley N° 20.257 que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos sobre las ERNC. El cambio más importante es la exigencia de que el 10% de los retiros de energía en un año calendario, realizados por empresas eléctricas en sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, deben provenir de fuentes de energía renovable: biomasa, hidráulica menor a 20 MW, geotérmica, solar, eólica, mareomotriz y cogeneración menor a 20 MW. Se considerarán para este efecto las centrales que se interconecten a los sistemas eléctricos con posterioridad al 1 de enero de 2007. En caso de que una empresa eléctrica no cumpla con la obligación porcentual, deberá pagar una multa de 0,4 UTM por cada MWh de déficit.

Dicha Ley entrará en vigencia el 1 de enero de 2010 y regirá por 25 años, no obstante, se aplicará a aquellos retiros cuyos contratos se suscriban, renueven o extiendan a partir del 31 de agosto de 2007 (excluyendo de la obligación a la energía licitada en los primeros procesos de licitación de las distribuidoras, equivalente a 12.765 GWh/año aproximadamente). Además, su aplicación será gradual: entre 2010 y 2014, la obligación será de un 5% de los retiros de energía, aumentando en un 0,5% anual a partir de 2015 hasta alcanzar un 10% el año 2024. Es importante destacar que este aumento gradual no será exigible a los contratos suscritos con empresas distribuidoras, para abastecer el consumo de clientes regulados, que hubieren iniciado el proceso de licitación con anterioridad a la publicación de la Ley N° 20.257 (abril de 2008); contratos que equivalen a 7.500 GWh/año aproximadamente. De esta forma, el aumento progresivo será sólo válido para el tercer proceso de suministro del SIC (Sistema Interconectado Central), y el primer proceso para el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande).

A continuación se estima como se logrará el aporte de ERNC que impone la Ley el año 2010, tomando en cuenta las consideraciones anteriores. Para efectos de determinar los requerimientos de fuente renovable, se utiliza la proyección de demanda realizada por la CNE en el Informe de Precios de Nudo de abril de 2009. La energía renovable requerida calculada no toma en cuenta que se puede pagar multas por no cumplimiento, y que económicamente podría ser considerada una alternativa.

Debido a que actualmente existen contratos con clientes libres firmados en fechas anteriores al 31 de agosto de 2007, cuya energía no tendría que incluirse para el cálculo de la exigencia de dicha Ley, es que se proyecta un escenario en el cual el nivel de clientes libres que renuevan contrato presenta un crecimiento en el tiempo, definiendo un nivel de 95% de renovación al año 2019.

En la Tabla 1 se muestra la energía que debería ser aportada por las ERNC, para el escenario propuesto.

Tabla 1: Energía requerida ERNC

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Consumo Total SIC - SING	(GWh)	56.422	59.379	62.519	66.061	69.807	73.750	77.866	82.155	86.570	91.153
% de Clientes Libres que no renuevan contrato	(%)	50%	45%	40%	35%	30%	25%	20%	15%	10%	5%
Energía ERNC Requerida	(GWh)	970	1.531	1.822	2.047	2.299	2.780	3.336	3.974	4.698	5.645

Una vez obtenido el requerimiento de energía ERNC exigido por la Ley, resulta necesario analizar los proyectos de generación en centrales ERNC que buscan atender dicho requerimiento por energía renovable, para el período en cuestión.

Considerando los proyectos ERNC que actualmente se encuentran en operación o en construcción, información proporcionada por el CDEC y por el plan de obras utilizado por la CNE para el cálculo de los Precios de Nudo de abril de 2009, se observa en la Tabla 2 la generación esperada de dichos proyectos, considerando factores de planta típicos para cada tipo de tecnología¹.

De acuerdo a la Ley, se aceptarán centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima esté entre 20 MW y 40 MW, las cuales serán ajustadas por un factor calculado como $FP = 1 - ((PM - 20 \text{ MW}) / 20 \text{ MW})$, donde PM corresponde a la potencia máxima en MW. Por este motivo, Palmucho, con una potencia nominal de 32 MW, acredita 12,8 MW para el cumplimiento de la exigencia de energía ERNC.

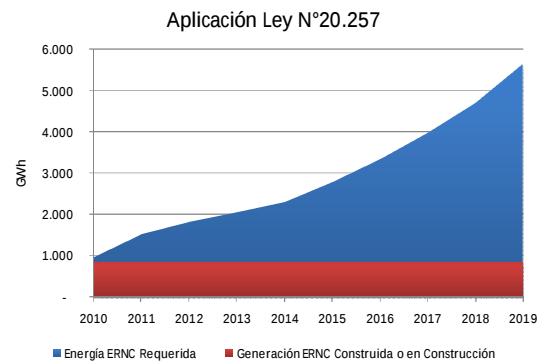
Tabla 2: Centrales ERNC construidas o en construcción

Estado	Tipo de Central	Combustible	Propietario	Capacidad Ajustada (MW)	Energía Generada (GWh)
Construidas	Canela	Eólica	Endesa	19	49
	Ojos de Agua	Hidráulica	Endesa	10	50
	El Manzano	Hidráulica	El Manzano S.A.	5	25
	CrisToro	Eólica	Cristalerías el Toro	9	24
	Palmucho	Hidráulica	Endesa	13	67
	Lircay	Hidráulica	Hidromaule	19	100
Total				74	315
En Construcción	Central Eólica Punta Colorada	Eólica	Barrick	20	53
	Central Eólica Canela II	Eólica	Endesa	60	158
	Central Eólica Monte Redondo	Eólica	Suez	38	100
	Central Hidroeléctrica Licán	Hidráulica	Candelaria	17	89
	Central Eólica Totoral	Eólica	Norvind	46	121
Total				181	520
Energía Total ERNC al año 2010				255	835

Tomando en cuenta esos proyectos, se ilustra en la Figura 1 el nivel de cumplimiento de energía ERNC que presentaría el sistema, dados los requerimientos de la Ley N°20.257. Se puede apreciar que el nivel de inversión obtenido anteriormente no es suficiente para cubrir las exigencias.

¹ Factor de planta centrales: Hidráulica= 0,6; Eólica= 0,3; Biomasa=0,8

Figura 1: Cumplimiento de cuota ERNC según Ley N°20.257



En la Tabla 3 se presenta un resumen de aquellas centrales ERNC que se encuentran actualmente con su Estudio de Impacto Ambiental aprobado, incluyendo el Parque Eólico Talinay, mayor proyecto de este tipo, con 500 MW y que fue recientemente aprobado.

Tabla 3: Centrales ERNC con EIA actualmente aprobado

GWh	Generación proyectada ERNC con EIA actualmente aprobado
Eólica	2.504
Hidráulica	909
Biomasa	719
Total	4.133

Se puede apreciar que al considerar todas las unidades de generación con estudio de impacto ambiental aprobado, se cumplirían los requerimientos de energía ERNC hasta el año 2017. Si adicionalmente se considera que se concretarían los proyectos ERNC que se encuentran actualmente en clasificación ambiental, los que totalizan una generación de 3.348 GWh, se cumpliría entonces las metas exigidas por la Ley.

En el mismo contexto, cabe destacar que continúan desarrollándose proyectos de ERNC en el país, un ejemplo reciente es la puesta en marcha del segundo complejo eólico del Sistema Interconectado Central, el Parque Eólico Cristalerías Toro (CrisToro). El parque eólico CrisToro, ubicado en Lebu, VIII Región, se encuentra actualmente operando con 5 aerogeneradores (2 de procedencia alemana de 600 kW cada una y 3 turbinas chinas de 780 kW cada una) con una capacidad instalada conjunta de aproximadamente 3,5 MW. El proyecto en total considera 12 aerogeneradores con 9 MW de capacidad conjunta aprobados en el Sistema de Impacto Ambiental, y se encuentra conectado al SIC mediante la subestación Santa Rosa. El proyecto surge como iniciativa propia de Cristalerías Toro para balancear la emisión de CO₂ de sus procesos industriales en la fabricación de envases de vidrio, a través de una inversión de 6 millones de dólares. El interés en la reducción de impacto ambiental, junto a los altos precios de la energía que enfrentará el país por los próximos 15 años, sumados a la reducción de costos de inversión de las tecnologías renovables, pueden brindar nuevas oportunidades para su desarrollo.

Código de Conducta Responsable

Durante el mes de marzo de 2009, y luego de diecisiete años de tramitación en el congreso, se ratificó el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo sobre derechos de los pueblos indígenas. El Convenio 169 es un instrumento jurídico internacional que se responsabiliza por los derechos de los pueblos indígenas, contribuyendo al reconocimiento y protección de estos derechos, el respeto de sus formas de vida y el derecho sobre sus tierras y territorios. Dicho documento ha sido ratificado por México, Colombia, Argentina, Brasil y Paraguay, entre otros.

El Convenio 169 deberá comenzar a regir en Chile a mediados de septiembre próximo, lo cual ha originado una importante discusión pública en torno su implementación y los eventuales conflictos que puedan originar proyectos de inversión en tierras y territorios indígenas. Dada las obligaciones que conlleva el convenio aprobado, el gobierno ha considerado necesario el desarrollo de mecanismos institucionales que permitan regular la implementación de dichos proyectos de inversión, dando origen al llamado “Código de Conducta Responsable” (CCR), documento que a fines del mes de abril ha sido publicado, con carácter de borrador para discusión pública, por el Ministerio de Planificación (MIDEPLAN). La propuesta de este Código supone un proceso de certificación del cumplimiento de normas que permita definir estándares mínimos de una gestión responsable de proyectos de inversión que se localicen en tierras indígenas y Áreas de Desarrollo Indígena², dada la condición de vulnerabilidad de los pueblos indígenas frente al resto de la sociedad chilena.

Tal como el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental tiene como fin la protección del medio ambiente, el CCR se plantea como un símil donde el objetivo central es la protección de los pueblos indígenas. La propuesta determina y pondera las inversiones en las comunidades indígenas y busca minimizar o compensar los impactos adversos sobre las comunidades que habitan en el área de influencia del proyecto a evaluar. Adicionalmente, busca apoyar a las comunidades afectadas para que puedan incidir en el desarrollo del proyecto y participen en sus beneficios. En ese sentido, el documento plantea que todo proyecto que busque localizarse en tierras o Áreas de Desarrollo Indígena deberá desarrollar procesos de participación con los involucrados y deben cumplir con los siguientes criterios: consulta o consentimiento libre, previo e informado; procedimientos apropiados a las circunstancias, a través de instituciones representativas y que deben efectuarse de buena fe. Se propone también la creación del Consejo Nacional de Certificación, que cumpla el rol de la CONAMA en la certificación de impacto ambiental. El borrador determina que en una primera etapa, el documento será obligatorio sólo para la inversión pública y voluntario para la privada, a la espera del dictamen de una ley que fije este mecanismo. Respecto a la vigencia de la aprobación de los proyectos, el proponente deberá cada tres años, remitir un informe a la autoridad respecto del cumplimiento de los planes y acuerdos certificados, debiendo esta pronunciarse respecto de la renovación de la certificación.

Si bien el origen de la promulgación de éste Código busca tanto la protección de los pueblos indígenas como garantizar las inversiones, de modo de dar señales de estabilidad al mercado, se han presentado una serie de críticas e inquietudes por parte de la industria. Si bien a través de esta normativa se busca dar reglas claras para resolución de conflictos, de modo de disminuir el grado de judicialización en dichas disputas, se argumenta que muchas de las disposiciones que contiene el Código ya están incorporadas en la legislación chilena, vía la Ley Indígena N°19.253, o en el mecanismo de Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Dado esto, se argumenta que resultaría suficiente perfeccionar dichas disposiciones legales, sin la necesidad del dictamen de este nuevo código regulatorio.

² Tierras Indígenas: Aquellas tierras en que las comunidades indígenas han ocupado en propiedad o posesión, ya sea en la actualidad o de manera histórica, siempre que sus derechos sean inscritos en el Registro de Tierras Indígenas.

Área de Desarrollo Indígena: son espacios territoriales en que los organismos de la administración del Estado focalizarán su acción en beneficio del desarrollo armónico de los indígenas y sus comunidades.

Por otro lado, la propuesta presenta un mecanismo paralelo al SEIA, sin embargo, no da cuenta sobre cómo convivirán ambos sistemas. La doble regulación de los proyectos a desarrollar en tierras indígenas resultará en un encarecimiento de los procesos de aprobación— dada la duplicidad de trabajo con el Estudio de Impacto Ambiental —, pudiendo frenar inversiones, dar lugar a postergación de las obras o, simplemente la decisión de no ejecución de ellas. Por otra parte, la necesidad de re-certificación cada tres años aporta una mayor incertidumbre para los inversionistas, particularmente en el sector energía.

Otro aspecto relevante que preocupa guarda relación con el establecer reglas claras respecto a cuál es el ámbito geográfico de aplicación. En la actualidad no queda clara la definición de tierras y territorios indígenas, dado que la norma no acota la definición de territorio indígena, hecho que puede tener efectos perjudiciales para las inversiones. Al respecto, a mediados de este mes se espera que las comunidades indígenas hagan público un documento que determine aquellas zonas o proyectos sujetos a la aplicación del CCR. Preliminarmente, y a través de un pre-catastro, se ha mencionado que cinco proyectos eléctricos de Endesa y SN Power (algunos en estudio, otros en operación) en la zona de Panguipulli, estarían afectados a la aplicación del Código. Adicionalmente, si bien el proyecto de HydroAysén, de propiedad conjunta de Endesa y Colbún, y el proyecto de Energía Austral, no se encontrarían afectados, si lo estarían las líneas de transmisión que inyectarían la energía en la zona central del país. El desarrollo de minicentrales hidroeléctricas en la zona sur, con gran potencial de aporte de energía renovable al SIC, también puede verse amenazado con esta normativa.

Cabe recordar que el documento del Código de Conducta Responsable propuesto por MIDEPLAN tiene carácter de borrador, y que está en proceso de discusión pública de modo de encontrar aspectos perfectibles en el documento, en vías de su publicación. A partir de la presentación del borrador a la comunidad, se dará plazo de un mes para recoger observaciones, de modo de elaborar una nueva versión, la cual será presentada al Consejo de la Corporación Nacional de Desarrollo Indígena y al Consejo Ministerial para Asuntos Indígenas, según establece el Convenio 169 de la OIT que entra en vigencia el día 15 de septiembre.

SIC Sistema Interconectado Central

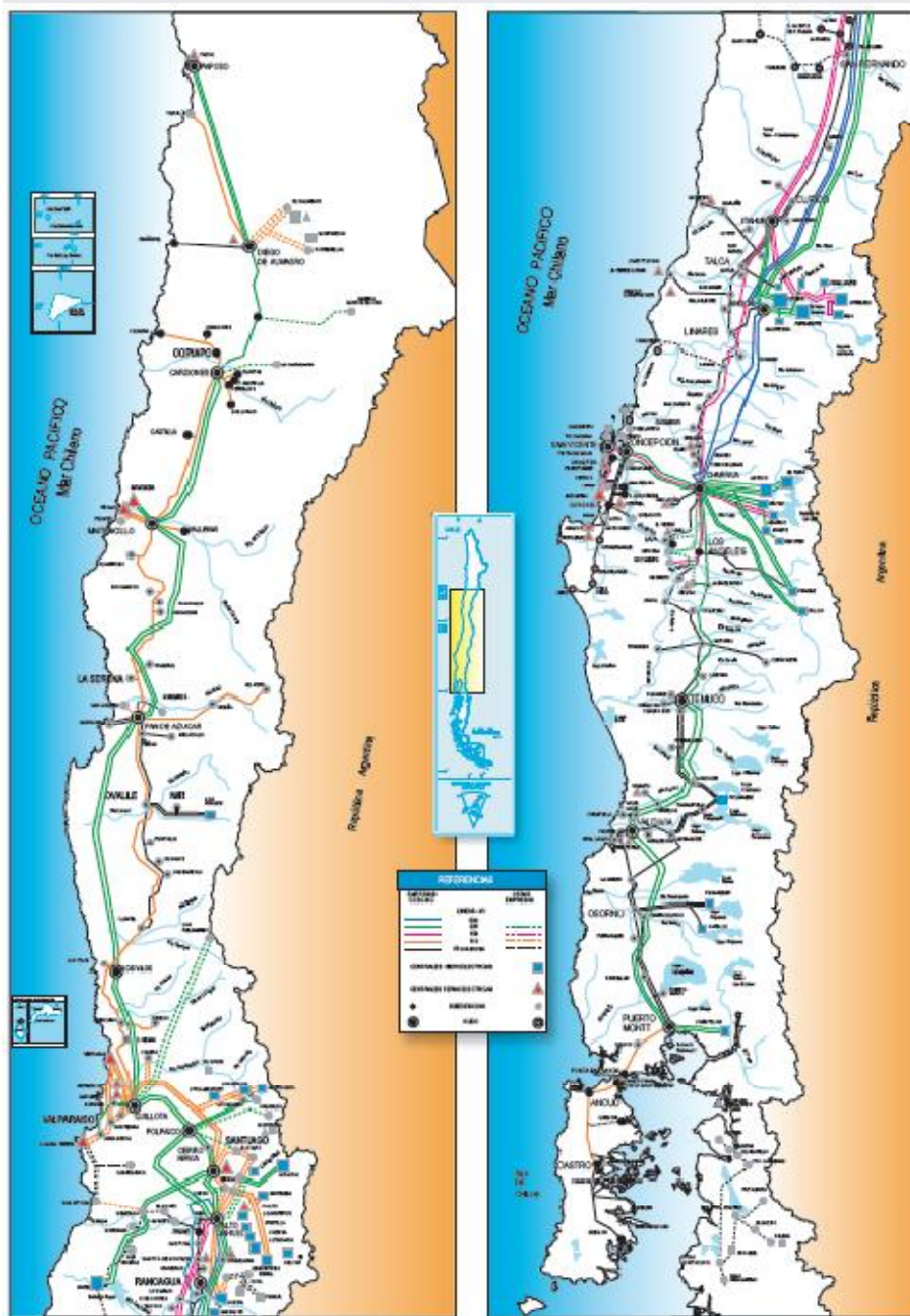


Figura 2: Energía mensual generada en el SIC

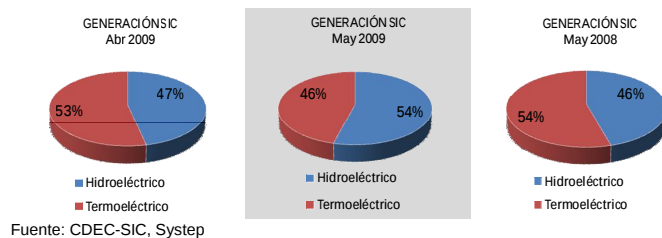
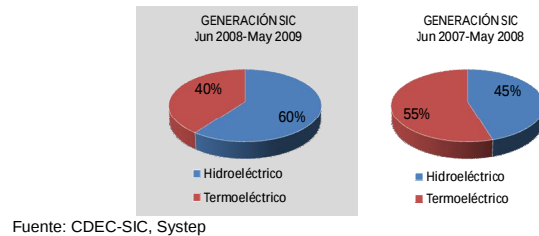


Figura 3: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de mayo la generación de energía en el SIC aumentó en un 3,3% respecto a abril de 2009, con un aumento de 1,6% respecto a mayo de 2008, manteniéndose en línea con el crecimiento del 2,1% experimentado en abril de 2009.

La generación hidroeléctrica aumentó en un 19,8% respecto de abril de 2009, mientras que la generación termoeléctrica disminuyó en un 11%. De esta forma, un 54% de la energía consumida en el SIC en el mes de mayo fue abastecida por centrales hidroeléctricas.

Según su fuente de producción se observa que durante el mes de mayo el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en 34% respecto de abril de 2009. Por su parte, las centrales de pasada vieron aumentado su aporte en un 6,2% en relación al mismo mes. La generación térmica utilizando diesel disminuyó en un 26%, mientras que la generación a carbón aumento en un 16,4%, respecto de abril de 2009.

Llama la atención el aumento del aporte de la generación hidroeléctrica para este mes, a pesar del llamado al uso más conservador del recurso embalsado realizado la Dirección General de Aguas (DGA) en el mes pasado, dado el bajo nivel que presentan los embalses de uso eléctrico, y la incertidumbre respecto a la característica hidrológica del año en curso.

En la Figura 4 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2006. Los costos marginales del SIC durante el mes de mayo llegaron a un valor promedio cercano a 95 US\$/MWh en la barra de Quillota 220.

Figura 4: Generación histórica SIC

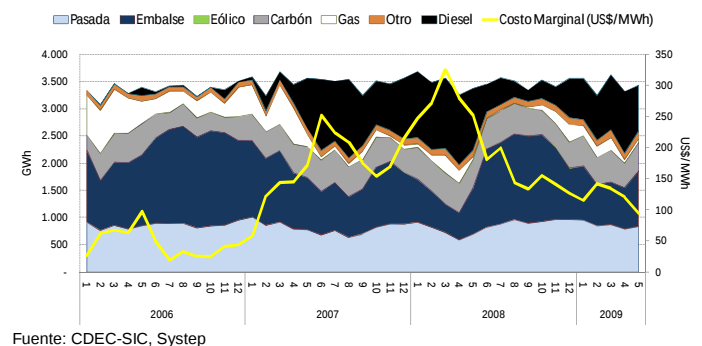


Figura 5: Generación histórica SIC (%)

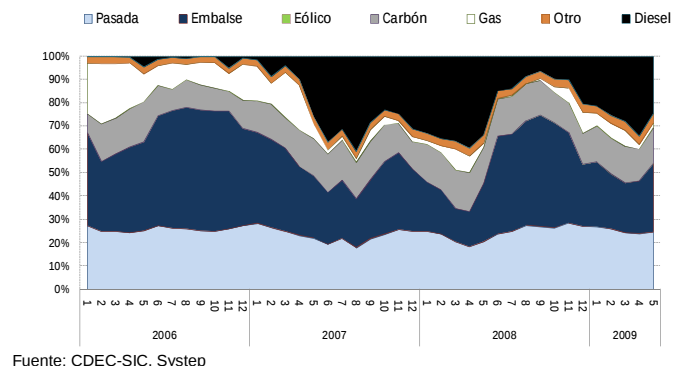
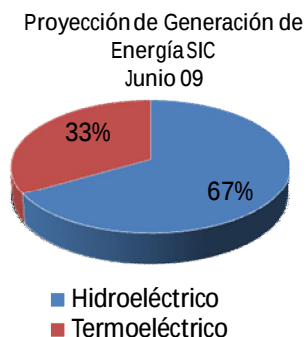
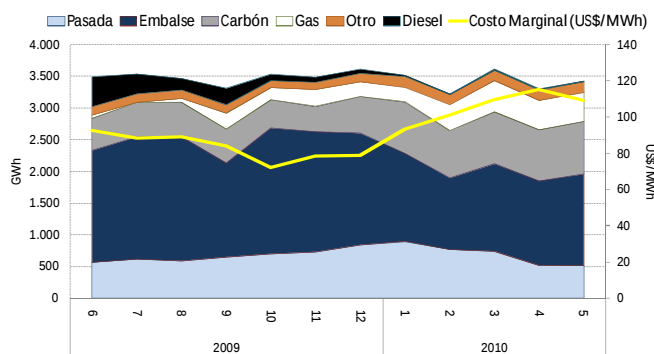


Figura 6: Proyección de Generación de Energía junio 2009 SIC



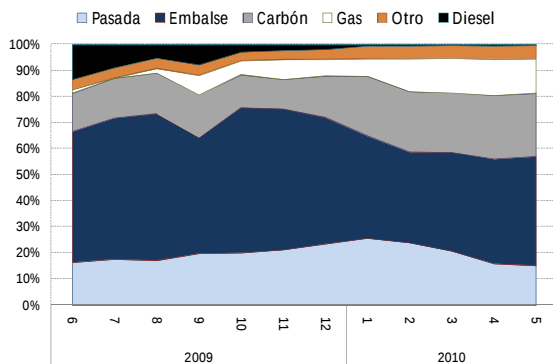
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 7: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 8: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de junio de 2009, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 67% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

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

Actualmente, las proyecciones de la Dirección Meteorológica apuntan a un año normal a seco, existiendo aún incertidumbre al respecto. Dado que en los meses de abril y mayo no se llevó a cabo un uso conservador del recurso hídrico, se espera que en el corto plazo así lo sea.

A pesar de dicha situación el CDEC estima el aumento del aporte de la hidroelectricidad a la matriz de energía del SIC para los próximos meses.

Por otro lado, 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 junio (operando con diesel), ésta no genera bajo ningún escenario. Esto no ocurre con la central San Isidro GNL, de propiedad de Endesa, la cual se estima comience a operar en el mes de agosto 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 energía del SIC experimentó al mes de mayo de 2009 una variación superior al 10%.

De esta forma, los valores definidos por la autoridad son: 103,73 US\$/MWh y 8,41 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 120,6 US\$/MWh.

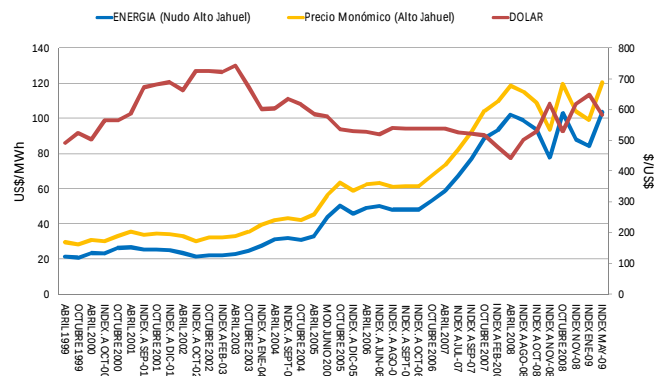
Cabe destacar que estas tarifas se mantendrán vigentes mientras no se publique el Decreto de Precios de Nudo de abril de 2009, y rigen, para efectos de las reliquidaciones, a partir del 16 de mayo de 2009 en adelante. De esta forma, esta nueva fijación tarifaria no neutralizará la baja en los precios anunciada por la autoridad en el mes de abril.

Generación de Energía

Para el mes de mayo, la generación de energía experimentó un aumento de 1,6% respecto del mismo mes de 2008, continuando con el crecimiento presentado en los meses anteriores y que revierte la situación de los primeros meses del año, donde se exhibía un crecimiento negativo de la demanda.

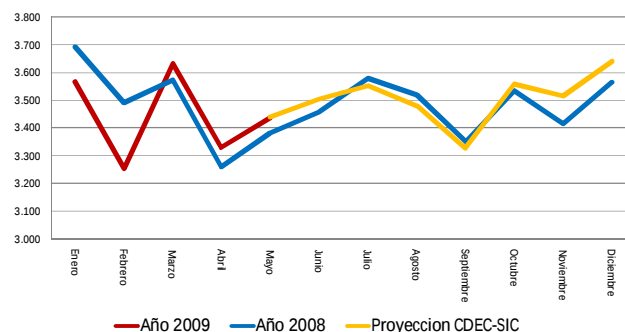
En el programa de operación de 12 meses generado por el CDEC se realiza una proyección de generación de energía para el año 2009. De esta forma, se proyecta una generación de 41.788 GWh para un escenario medio. Comparando con los 41.819 GWh generados el año 2008, se tiene una caída prevista de 0,1% en la demanda de energía.

Figura 9: Precio nudo energía y potencia SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 10: Generación histórica de energía (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precios de Licitación

La Ley N° 20.018 permite que las concesionarias de servicio público de distribución liciten sus requerimientos de energía, contratando abastecimiento eléctrico al precio resultante en la licitación. En este contexto, durante los años 2006, 2007 y 2009 se realizaron tres procesos de licitación para abastecer a clientes regulados, en los cuales los generadores ofrecen suministro a un precio fijo; típicamente indexado (Ver Anexo I). La Tabla 4 presenta el precio promedio de venta, ponderado por energía, de las principales generadoras del SIC, mientras que la Tabla 5 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, 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 88,22 US\$/MWh. Para el período 2012 en adelante el precio de la energía se indexa según los precios de combustibles y CPI, según sea definido en los respectivos contratos.

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 mayo de 2009, el precio medio de la energía licitada, referido a la barra Quillota 220, queda en 76,68 US\$/MWh para la energía a suministrar el año 2010 y en 60,26 US\$/MWh para la energía a suministrar el año 2011, considerando los tres procesos de licitaciones. Finalmente, el valor medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC es de 72,19 US\$/MWh en la barra Quillota 220.

Tabla 4: Resumen por Empresa Generadora Procesos de Licitación, mayo 2009

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	77,9	5.419
Campanario	95,5	1.750
Colbún	75,3	6.782
Endesa	64,5	12.425
Guacolda	71,0	900
Monte Redondo	103,2	100
Precio Medio de Licitación		72,19

* 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 5: Resumen por Empresa Distribuidora Procesos de Licitación, mayo 2009

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	61,4	12.000
Chilquinta	82,8	2.567
EMEL	76,2	2.007
CGE	90,2	6.370
SAESA	67,4	4.432
Precio Medio de Licitación		72,19

* Precios referidos a Quillota 220

Fuente: CNE, Systep

Tabla 6: Precio de Licitación a mayo de 2009

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio
			GWh/año	Adjudicado	Indexado May-09 Barra Suministro	Indexado May-09 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	76,8	76,2	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	76,4	75,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	76,6	76,6	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	96,5	96,5	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	86,0	86,0	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	67,2	65,9	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	69,0	68,2	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	65,9	67,8	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	67,2	69,1	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	60,5	59,3	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	60,2	59,0	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	57,9	59,8	58,6	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,3	54,9	54,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	61,9	61,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	102,0	95,3	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	54,5	54,0	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	54,8	54,3	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	54,5	54,5	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	53,6	53,6	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	102,3	102,3	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	59,4	59,4	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	50,3	51,7	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	59,4	58,2	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	59,4	58,2	2011
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	71,6	71,0	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.

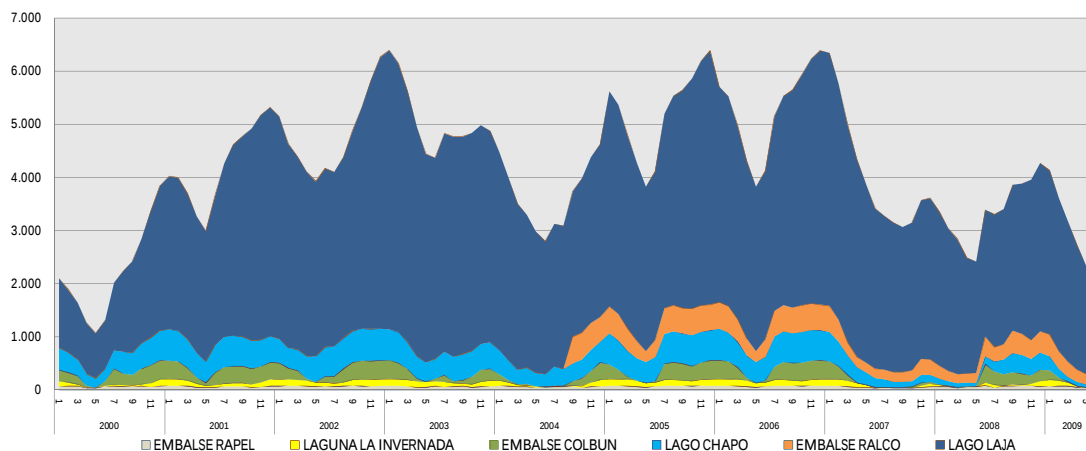
Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de junio de 2009, y considerando las restricciones de operación del embalse Colbún, la energía almacenada disponible para generación alcanza los 2.573 GWh, lo que representa un 10% más de lo registrado a comienzos del mes de mayo de 2009, y un déficit de un 24% 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 5% menor a la disponible en junio de 2008.

Figura 11: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 7: Comparación energía promedio almacenada mensual para comienzos del mes de junio (GWh)

		May 2009	Jun 2009	Jun 2008
EMBALSE	COLBUN	0	0	342
% de la capacidad máxima		0%	0%	94%
EMBALSE	RAPEL	42	43	85
% de la capacidad máxima		49%	51%	100%
LAGUNA	LA INVERNADA	3	4	55
% de la capacidad máxima		2%	3%	42%
LAGO	LAJA	2.030	2.117	2.390
% de la capacidad máxima		38%	40%	45%
LAGO	CHAPO	63	103	149
% de la capacidad máxima		10%	16%	24%
EMBALSE	RALCO	193	307	376
% de la capacidad máxima		38%	61%	74%

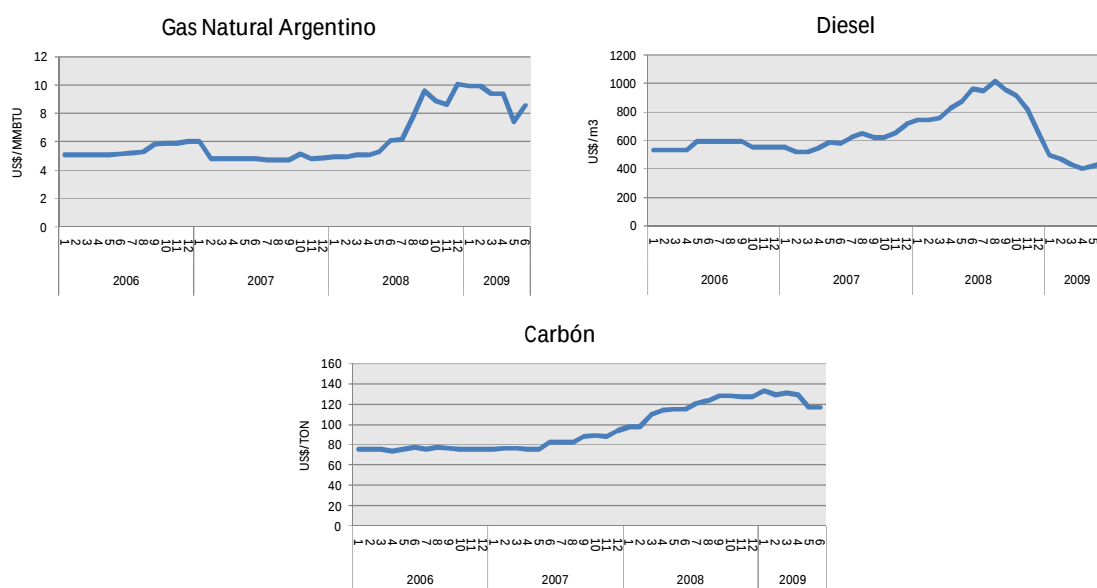
*Valores iniciales para cada mes

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 12. Estos valores presentan en promedio, para los últimos 12 meses, alzas de un 40% 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 54% respecto al mismo período.

Figura 12: 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 mayo presentan una baja de 21% respecto los registrados en el mes de abril de 2009.

Esta caída se explica por un mayor uso de generación hídrica en desmedro de generación térmica, además de la operación de centrales térmicas más eficientes.

En la Tabla 9 y Figura 13 se muestran los valores esperados de costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos. Se puede apreciar una baja debida, entre otros factores, a la baja tasa de crecimiento del consumo, lo que permite abastecer la demanda del sistema usando el parque más eficiente.

Respecto a los distintos escenarios hidrológicos, aún no está clara la característica que tendrá el año en curso, sin embargo, el escenario de precios, en cualquier caso, será inferior a lo vivido en el año 2008.

Tabla 8: 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	95
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	

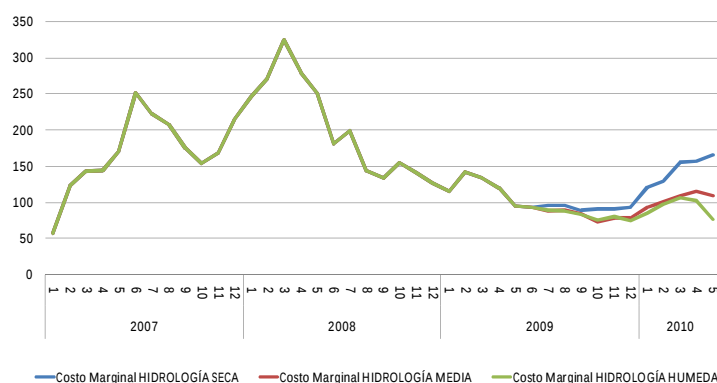
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 9: Costos marginales proyectados próximos 12 meses (US\$/MWh)

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2009	Junio	93	93	93
-	Julio	96	89	89
-	Agosto	96	89	88
-	Septiembre	89	84	83
-	Octubre	91	72	76
-	Noviembre	91	79	80
-	Diciembre	94	79	75
2010	Enero	121	93	85
-	Febrero	130	101	98
-	Marzo	156	109	106
-	Abril	157	115	102
-	Mayo	166	109	76

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

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

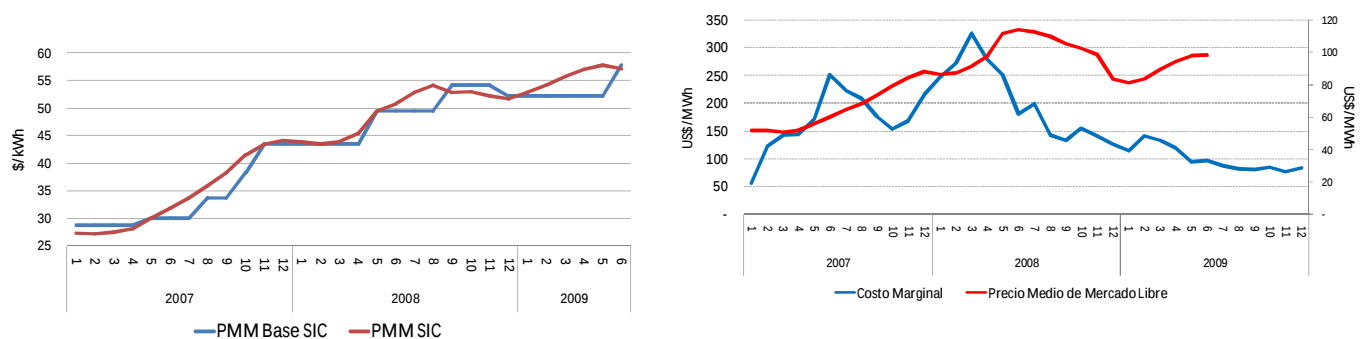


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado resultante este mes es de 57,15 \$/kWh, lo que representa un descenso de 1,19% respecto al precio medio base fijado a partir de la indexación ocurrida en el mes de mayo al Precio de Nudo de octubre de 2008 (57,84 \$/kWh).

Figura 14: Precio Medio de Mercado histórico y esperado



Fuente: CNE, Systep

RM 88

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

La Tabla 10 expone los resultados obtenidos para las principales empresas actualizados al mes de abril 2009.

Tabla 10: Saldo total de cuentas RM88 a abril 2009

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	150.494
Gener	75.403
Colbun	113.966
Guacolda	17.777

Fuente: CDEC-SIC

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 11 muestra las obras de generación en construcción; cuya operación se espera para el período comprendido entre junio de 2009 y mayo de 2010.

En total se incorporarán 1.360 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 500 MW de capacidad diesel de generación al SIC; dados principalmente por las centrales TG TermoChile (60 MW), Termopacífico (96 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 junio.
- San Isidro II: 240 MW en junio y julio.
- Cipreses: 101 MW en julio.
- Nehuenco I: 370 MW en julio.
- Nehuenco II: 390 MW en agosto
- El Toro: 400 MW en agosto
- Guacolda: 304 MW en agosto
- Renca: 100 MW en agosto
- Nueva Renca: 379 MW en agosto
- Candelaria: 254 MW en agosto

Tabla 11: 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	sep-09	155
Licán	Candelaria	Pasada	nov-09	17
Térmicas				
Tierra Amarilla	SWC & Southern Cross	Diesel	jun-09	142
Newen	Gas Sur	Diesel	jun-09	15
Ciclo Abierto GNL Quintero 01 ope Diesel	Endesa	GNL/Ope Diesel	jun-09	240
TG TermoChile		Diesel	jun-09	60
TG Peñon	ENERGÍA LATINA S.A.	Diesel	jun-09	37
Punta Colorada Fuel I	Barrick Chile Generación	Diesel	jun-09	16,3
Termopacífico	Generadora del Pacifico S.A.	Diesel	jun-09	96
Calle Calle	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	Diesel	jun-09	20
EMELDA	Bautista Bosch Ostalé	Diesel	jun-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		jun-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)				1.360

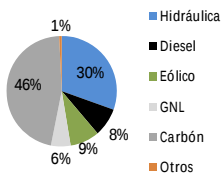
Fuente: CNE, CDEC-SIC, Systep

Tabla 12: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	4.671	7.162
Diesel	1.290	905
Eólico	1.307	2.719
GNL	879	527
Carbón	7.090	12.581
Otros	111	234
TOTAL	15.349	24.128
Aprobado	5.961	8.586
En Calificación	9.388	15.543
TOTAL	15.349	24.128

Fuente: SEIA, Systep

Figura 15: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Systep

Tabla 13: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14/08/2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10/12/2008	En Calificación	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06/06/2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A.	750	1.300	09/10/2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27/02/2009	En Calificación	Carbón	Base	III
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corriente S.A.	700	1.081	14/01/2008	En Calificación	Carbón	Base	V
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	Aprobado	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	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24/03/2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12/12/2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A.	130	175	28/08/2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Letu 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

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 15.349 MW (9.388 MW en calificación), con una inversión de 24.128 MMUS\$.

En la Tabla 13 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 mayo destaca el ingreso a estudio de impacto ambiental de las centrales Hidroeléctrica Las Lagunas y la modificación de la Central Hidroeléctrica Florín (9 y 4 MW respectivamente en la XIV Región)

Además, se destaca la aprobación del parque eólico Talinay a comienzos del mes de junio, correspondiente al parque eólico más grande de la región (500 MW), de propiedad de la española Enhol.

Figura 16: Energía generada por empresa, mensual

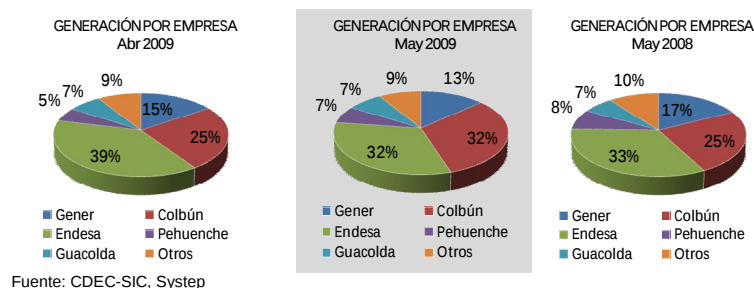


Figura 17: Energía generada por empresa, agregada trimestral

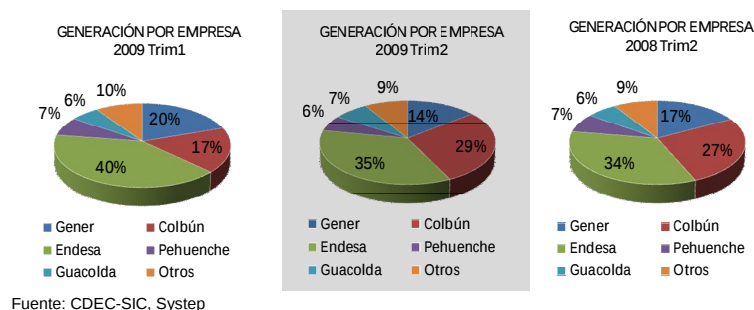
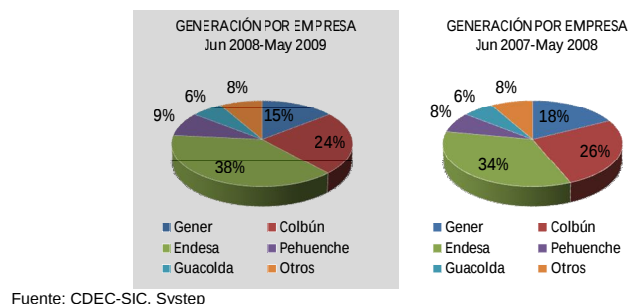


Figura 18: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



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 mayo de 2009 el actor más importante del mercado es Endesa, con un 32% de la producción total de energía, conjuntamente con Colbún (32%), seguido por Gener (13%), Pehuenche (7%) y Guacolda (7%).

En un análisis por empresa se observa que Colbún, Pehuenche y Guacolda aumentaron su producción en un 30,7%, 27,5% y 11,7% respectivamente, en relación a abril de 2009. Por otro lado, Gener y Endesa vieron disminuida su producción para el mismo período en un 11,1% y 13,1% respectivamente.

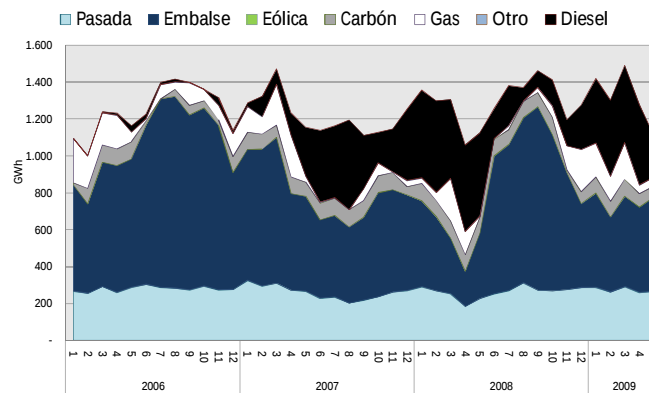
En las Figura 16 a Figura 18 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

ENDESA

Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un aumento de un 10% respecto al mes anterior, con una mejora de un 43,6% en relación a mayo de 2008. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada aumentó en un 2,6% respecto a abril de 2009, con una mejora de 17,3% respecto a mayo de 2008. La generación diesel muestra un descenso de 48,4% respecto a abril de 2009, con una baja en un 50,3% en relación al año pasado.

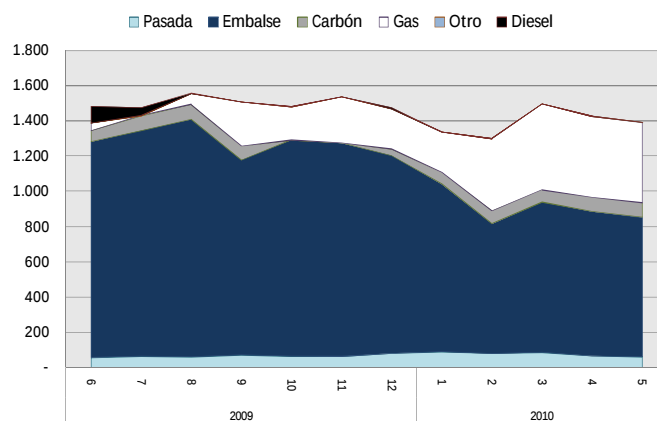
Se puede observar en la proyección del CDEC que, si bien se considera el ingreso de la central GNL de Quintero (operando con diesel) a partir de junio, ésta no generará en ningún escenario. También se observa el ingreso de las centrales San Isidro I y II operando con GNL a partir del mes de agosto y octubre de 2009 respectivamente.

Figura 19: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 20: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 14: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Abr 2009	May 2009	May 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	259	266	227	2,6%	17,3%
Embalse	464	511	356	10,0%	43,6%
Gas	47	47	5	0,3%	786,9%
Carbón	73	61	87	-16,1%	-30,1%
Diesel	435	225	452	-48,4%	-50,3%
Eólico	2	2	2	49,3%	25,1%
Total	1.280	1.112	1.129		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 15: Generación Endesa, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN ENDESA			
	Jun 2008-May 2009	Jun 2007-May 2008	Var. Últimos 12 meses
Pasada	3.374	2.878	17,3%
Embalse	7.645	5.095	50,1%
Gas	1.605	613	161,9%
Carbón	832	1.051	-20,8%
Diesel	2.269	4.663	-51,3%
Eólico	34	12	175,9%
Total	15.760	14.312	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 16: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2009 Trim1	2009 Trim2	2008 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	842	526	665	-20,9%	-37,6%
Embalse	1.407	975	1.295	-24,7%	-30,7%
Gas	518	94	130	-28,1%	-81,9%
Carbón	265	133	267	-50,1%	-49,7%
Diesel	1.181	660	1.086	-39,2%	-44,1%
Eólico	7	4	6	-35,4%	-44,1%
Total	4.220	2.392	3.449		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

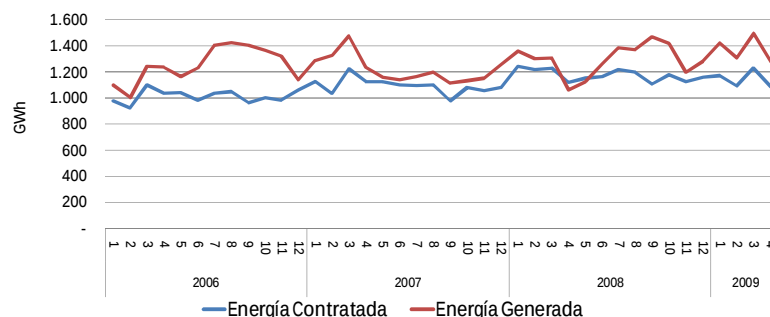
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante abril de 2009 fue de 1.280 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.089 GWh; por tanto, por su carácter excedentario, realizó ventas de energía en el mercado *spot*.

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

Figura 21: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)

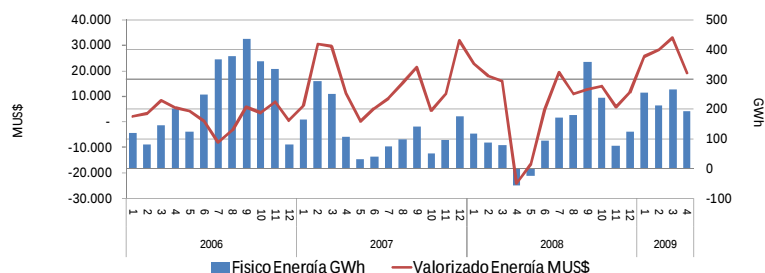


Fuente: CDEC-SIC, Systeem

Transferencias de Energía

Durante el mes de abril de 2009 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 190,5 GWh, las que son valorizadas en 19,1 MMUS\$. En la Figura 22 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.¹

Figura 22: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systeem

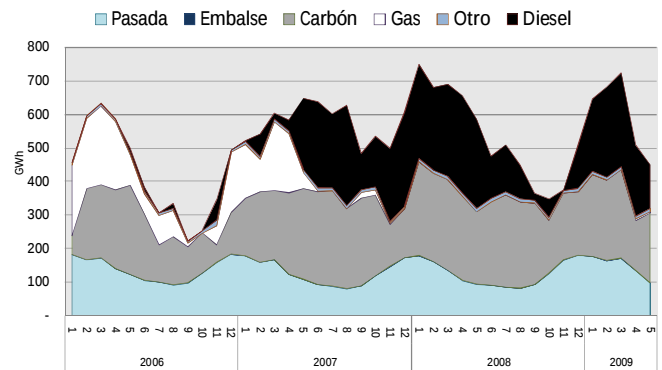
¹ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC.

GENER

Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales a carbón exhibe un aumento de 38,7% respecto al mes anterior, con una reducción de 3,5% en relación a mayo de 2008. La generación en base a centrales de pasada muestra una baja de un 27,3% respecto a abril de 2009, con una mejora de un 4% en relación al año pasado. La generación diesel presenta una reducción de 38,1% respecto al mes pasado, y una baja de 51% respecto a mayo de 2008. El análisis incluye la consolidación de Gener con su filial Eléctrica Santiago, ESSA (Nueva Renca y centrales relacionadas). Cabe recordar que el descenso de la generación de Gener en el mes de abril, en especial la generación a carbón, se debe a la caída de la central Ventanas II entre el 19 y el 6 de mayo, situación que actualmente se ha normalizado.

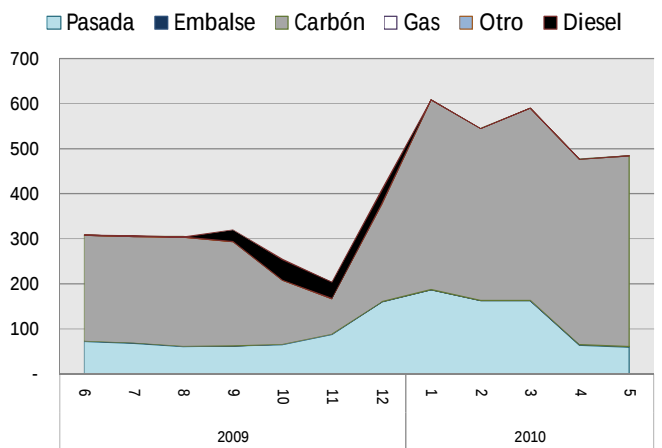
En la Figura 24 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal. La disminución de la generación de carbón en el mes de noviembre de 2009 se produce debido a que la central Ventanas II no genera, la que vuelve a operación en el mes de diciembre. Se destaca además la entrada de Ventanas III en enero 2010.

Figura 23: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 24: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 17: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Abr 2009	May 2009	May 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	135	98	95	-27,3%	4,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	4	5	0	10,0%	0,0%
Carbón	151	209	216	38,7%	-3,5%
Diesel	211	130	266	-38,1%	-51,0%
Otro	9	10	10	11,0%	-6,4%
Total	509	452	587		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 18: Generación Gener, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN GENER			
	Jun 2008-May 2009	Jun 2007-May 2008	Var. Últimos 12 meses
Pasada	1.727	1.472	17,4%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	2	37	-95,8%
Carbón	2.532	2.862	-11,5%
Diesel	1.205	2.891	-58,3%
Otro	113	107	6,0%
Total	5.579	7.369	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 19: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2009 Trim1	2009 Trim2	2008 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	514	233	292	-20,1%	-54,6%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	9	0	0,0%	0,0%
Carbón	750	359	718	-49,9%	-52,1%
Diesel	764	341	682	-50,0%	-55,4%
Otro	28	18	29	-38,5%	-35,3%
Total	2.056	961	1.722		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

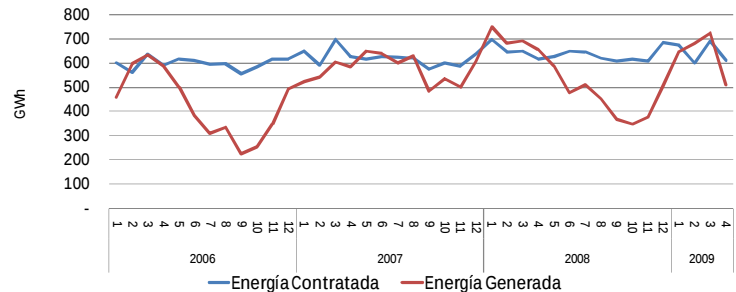
GENER

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Gener durante abril de 2009 fue de 509 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 612 GWh; por tanto, tuvo que realizar compras de energía en el mercado *spot*, rompiendo la tendencia excedentaria de la empresa en los últimos dos meses.

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

Figura 25: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)

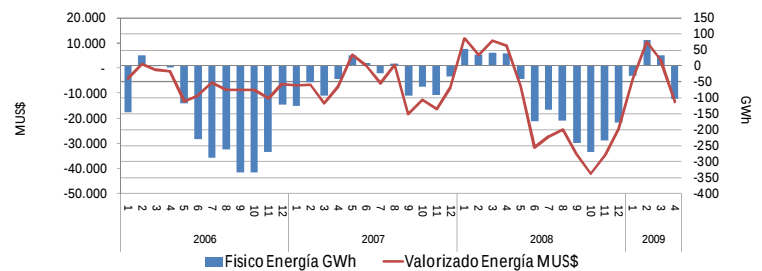


Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Transferencias de Energía

Durante el mes de abril de 2009 las transferencias de energía de Gener ascienden a -103 GWh, las que son valorizadas en -13,4 MMUS\$. En la Figura 26 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.²

Figura 26: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

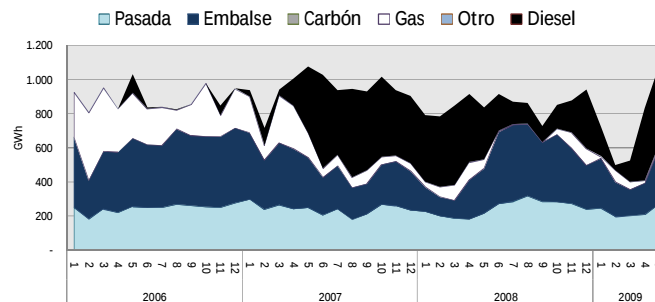
² Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC.

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, la producción de las centrales de embalse exhibe un aumento de 82,6% respecto al mes anterior, con un alza de un 27,5% en relación a mayo de 2008. La generación en base a centrales diesel muestra un aumento de 9,2% respecto a abril de 2009, con una mejora de un 52,8% en relación al año pasado. Por último, las centrales de pasada presentan un aumento de un 28,7% respecto a abril de 2009 y una mejora de 25,8% respecto al año pasado.

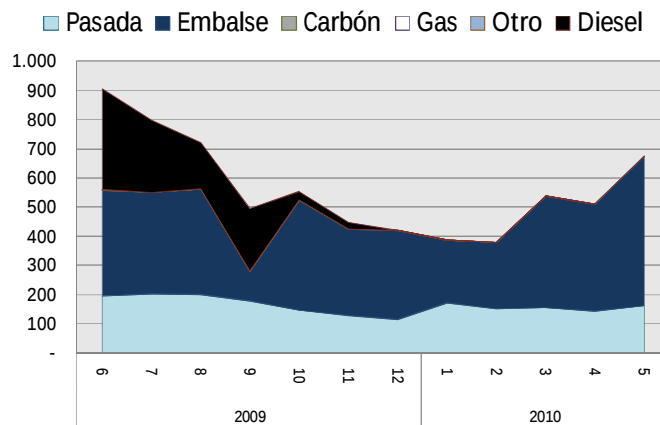
Cabe destacar el alto nivel de generación de la central de embalse Colbún, el que se mantendría en el corto plazo a pesar de la recomendación de la autoridad de ser más cauto con el uso del recurso hídrico.

Figura 27: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 28: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 20: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Abr 2009	May 2009	May 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	215	277	220	28,7%	25,8%
Embalse	184	335	263	82,6%	27,5%
Gas	13	17	52	27,0%	-67,6%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	423	462	303	9,2%	52,8%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	835	1.091	838		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 21: Generación Colbún, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN COLBUN			
	Jun 2008-May 2009	Jun 2007-May 2008	Var. Últimos 12 meses
Pasada	3.219	2.672	20,5%
Embalse	3.903	2.416	61,5%
Gas	710	706	0,6%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	2.948	5.112	-42,3%
Otro	0	0	0,0%
Total	10.781	10.906	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 22: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2009 Trim1	2009 Trim2	2008 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	662	492	684	-28,1%	-25,7%
Embalse	647	519	913	-43,2%	-19,8%
Gas	120	30	162	-81,3%	-74,9%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	324	886	915	-3,2%	173,3%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.753	1.927	2.673		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

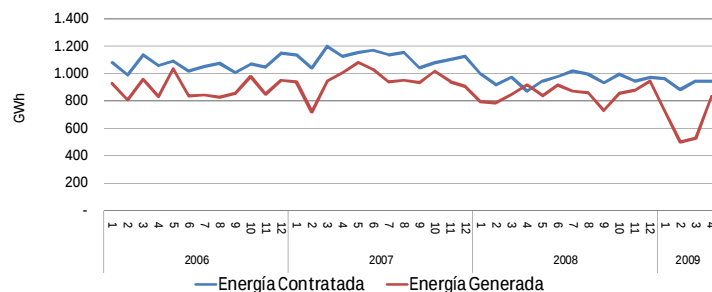
La generación real de energía para Colbún durante abril de 2009 fue de 835,4 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 941,6 GWh; por tanto tuvo que realizar compras de energía a costo marginal en el mercado *spot*.

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

Transferencias de Energía

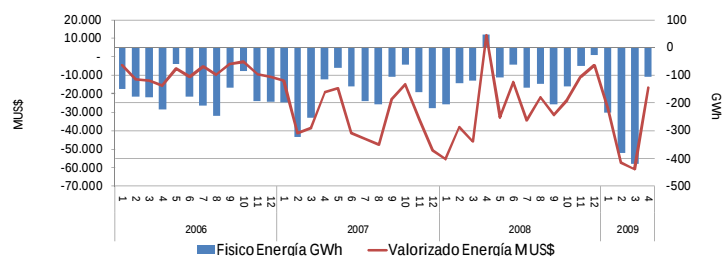
Durante el mes de abril de 2009, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -106,3 GWh, las que son valorizadas en -16,6 MMUS\$. En la Figura 30 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.³

Figura 29: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 30: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systep

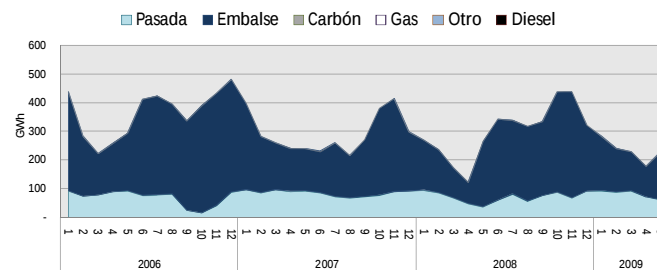
³ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC.

PEHUENCHE

Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una mejora de un 55,1% respecto al mes anterior, con una baja de un 27,2% en relación a mayo de 2008. La generación en base a centrales de pasada muestra una reducción de un 13,8% respecto a abril de 2009, con una mejora de un 69,3% en relación al año pasado.

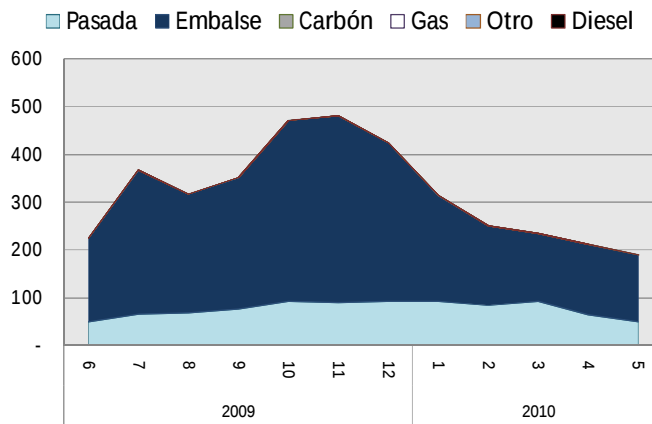
En la Figura 32 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 31: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 32: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 23: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Abr 2009	May 2009	May 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	72	62	37	-13,8%	69,3%
Embalse	108	167	230	55,1%	-27,2%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	180	229	266		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 24: Generación Pehuenche, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Jun 2008-May 2009	Jun 2007-May 2008	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	984	898	9,6%
Embalse	3.174	2.251	41,0%
Gas	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Otro	0	0	0,0%
Total	4.159	3.149	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 25: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2009 Trim1	2009 Trim2	2008 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	275	134	145	-7,3%	-51,2%
Embalse	480	275	588	-53,2%	-42,7%
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	409	733		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

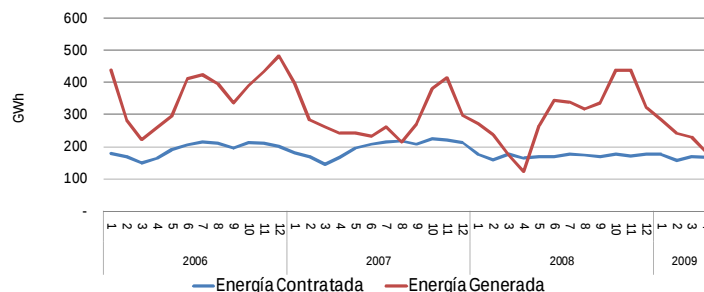
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante abril de 2009 fue de 179,9 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 167,1 GWh; por tanto tuvo que realizar ventas de energía en el mercado *spot*.

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

Figura 33: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)

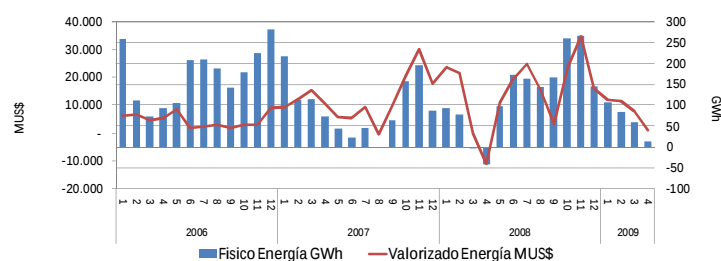


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Transferencias de Energía

Durante el mes de abril de 2009 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 12,9 GWh, las que son valorizadas en 1,0 MMUS\$. En la Figura 34 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.⁴

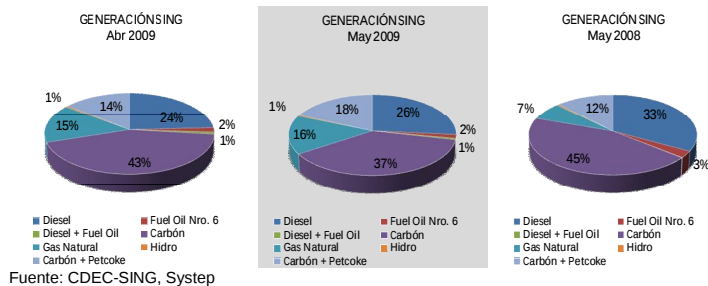
Figura 34: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

Figura 35: Energía mensual generada en el SING



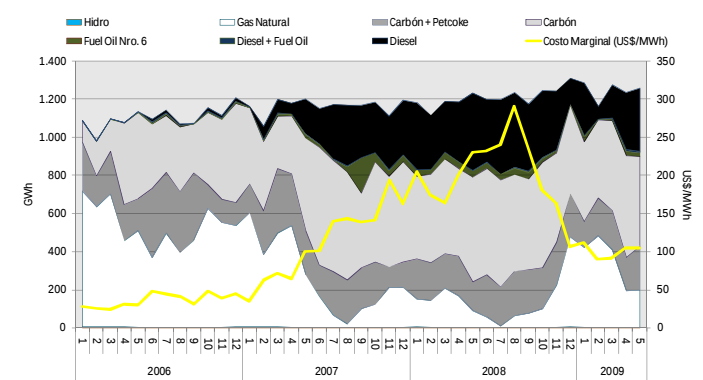
Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de mayo la generación de energía en el SING aumentó en un 1,9% respecto a abril de 2009, aumentando la producción en 2,1% respecto a mayo de 2008.

Se observa que la generación diesel aumentó un 11,3% con respecto a abril de 2009; la generación a carbón disminuyó en un 11,9% y la generación con gas natural aumentó en 2,5% respecto al mes pasado.

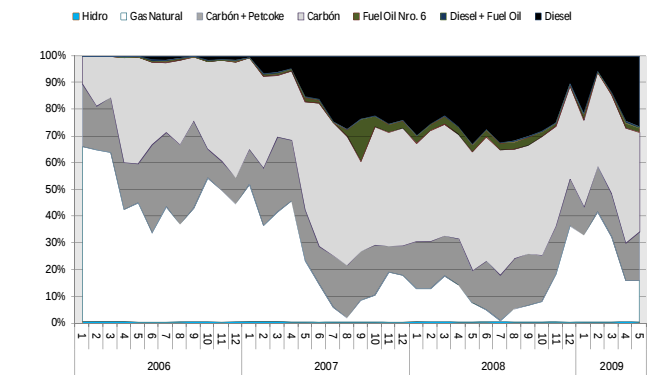
En la Figura 36 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2006. Se observa que ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Los costos marginales del SING durante el mes de mayo han llegado a valores promedio cercanos a 105 US\$/MWh en la barra de Crucero 220.

Figura 36: Generación histórica SING (GWh)



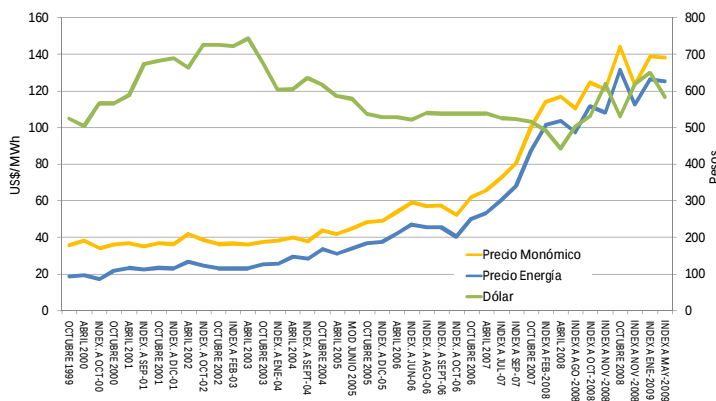
Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 37: Generación histórica SING (%)



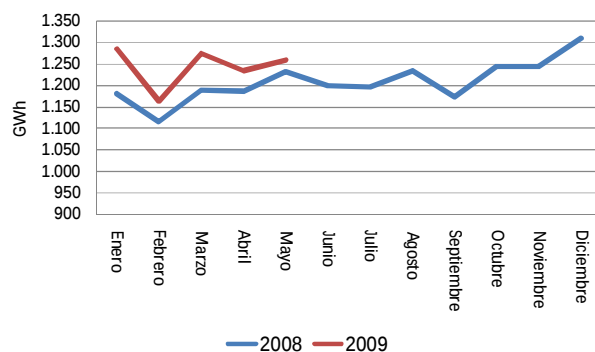
Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 38: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 39: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systep

Evolución del Precio Nudo

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

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

Los valores definidos por la autoridad son: 125,20 US\$/MWh y 8,10 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 138,13 US\$/MWh. Para efecto de las reliquidaciones, estas tarifas rigen a partir del 16 de mayo de 2009.

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 1.258 GWh. Esto representa un aumento de 2,1% con respecto al mismo mes del 2008.

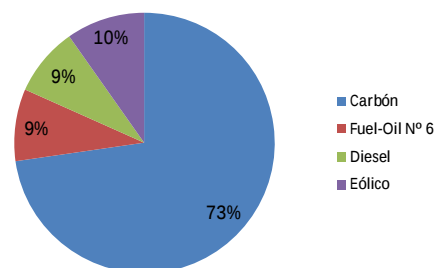
En el año 2008, al mes de abril se generaron 5.903 GWh; mientras que durante el año 2009 se han generado 6.214 GWh, lo que representa un aumento de un 5,3%.

Tabla 26: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.770	3.500
Fuel-Oil N° 6	216	302
Diesel	207	340
Eólico	239	517
TOTAL	2.432	4.659
Aprobado	525	918
En Calificación	1.907	3.741
TOTAL	2.432	4.659

Fuente: SEIA, Systep

Figura 40: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systep

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

En la Tabla 27 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de junio de 2009, considerando aquellos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.432 MW (1.907 MW en calificación), con una inversión de 4.659 MMUS\$. Se destaca en el mes de mayo la aprobación del proyecto de respaldo diesel de Minas el Peñón y Fortuna (7,78 MW) y el reingreso del proyecto de la central a carbón Patache (110 MW), luego de ser desistida la presentación ingresada el mes anterior.

Tabla 27: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

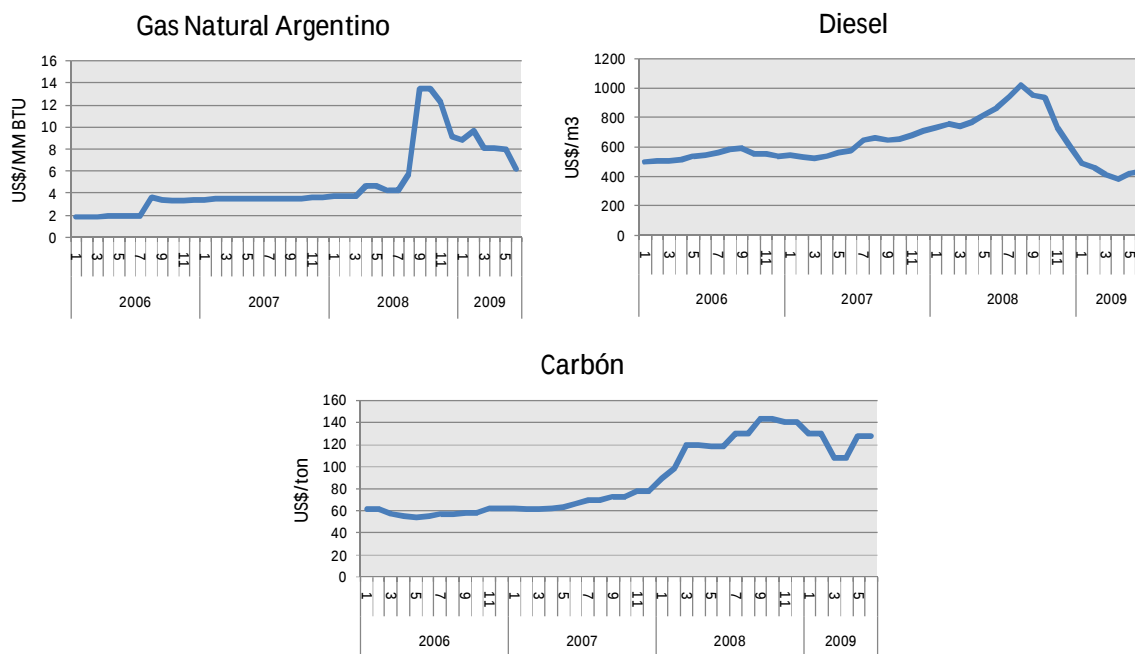
Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	II
Central Termoelectrónica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	En Calificación	Carbón	Base	II
Central Termoelectrónica Pacífico	Río Seco S.A.	350	750	03-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	I
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	En Calificación	Carbón	Base	I
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	En Calificación	Eólico	Base	II
Central Termoelectrónica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoelectrónica Paríacota	Termoelectrónica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	En Calificación	Fuel-Oil N° 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spence S.A.	9	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza	Compañía Minera Quebrada Blanca	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos 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 41 se muestran los precios del gas natural argentino, diesel y carbón, obtenidos del primer informe de precios de combustibles publicado durante el mes en el CDEC-SING, calculados como el promedio de los precios informados por las empresas para sus distintas unidades de generación.

Figura 41: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SING, Systepe

Tabla 28: 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	105
Mayo	30	101	230	105
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)

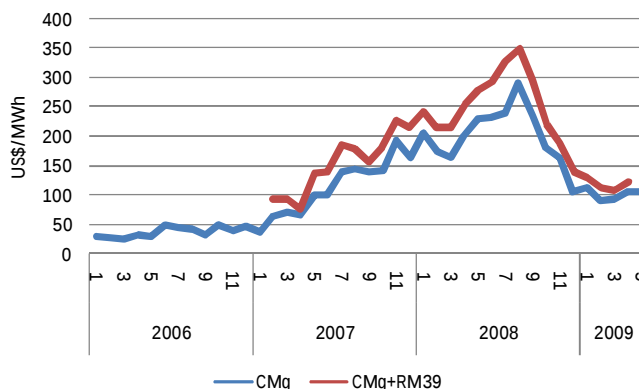
Valores Históricos

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 42 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 abril 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 abril, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 18,4 US\$/MWh.

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



Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado para mayo, determinado a comienzos de junio de 2009, es de 76,81 \$/kWh, que representa una disminución de 5,85% respecto al Precio Medio Base, de 81,58 \$/kWh.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

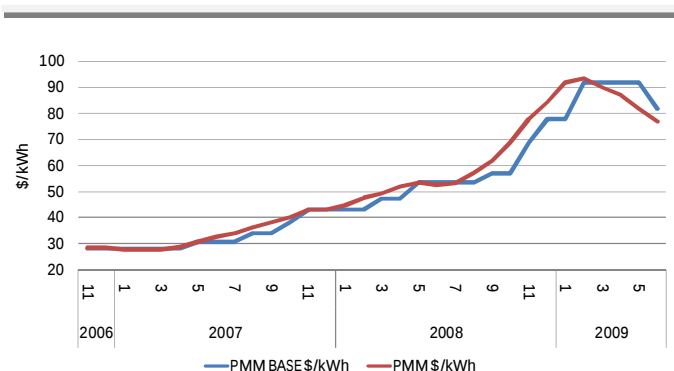
La Tabla 29 muestra las obras de generación en construcción, según datos entregados por la CNE en el informe de precio nudo del mes de abril de 2009, junto con actualizaciones del CDEC.

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 N°6 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 las dificultades de operación en el SING, dependiendo de unidades a petróleo y carbón por la falta de gas natural.

Unidades en Mantención

En la Tabla 30 se muestran las unidades en mantención para los próximos tres meses, de las cuales dos corresponden a las unidades U12 y U13 de la central Termoeléctrica Tocopilla, con capacidades instaladas de 85 MW y 86 MW respectivamente; una componente de la Central Termoeléctrica Mejillones, con una capacidad instalada de 166 MW; una componente de Termoeléctrica Tarapacá, con una capacidad instalada de 24 MW; las unidades TG1B y TG2A de Atacama, con capacidades instaladas de 129 MW y 130 MW respectivamente; y una unidad de Salta con 208 MW de capacidad instalada.

Figura 43: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systep

Tabla 29: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta
Térmicas				
TAMAYA	Electro Andina S.A.	Fuel Oil N°6	May-09	95
ZOFRI_3	Norgener	Diesel	Feb-10	4,8
ANDINO	Suez Energy Andino S.A.	Carbón	Jul-10	150
HORNITOS	Suez Energy Andino S.A.	Carbón	Sep-10	150
ANGAMOS I	AES Gener	Carbón	Abr-11	230
ANGAMOS II	AES Gener	Carbón	Oct-11	230
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				860

Fuente: CNE, CDEC-SING

Tabla 30: Unidades en mantención próximos 3 meses

Empresa	Unidad	Combustible	Jun-09		Jul-09		Ago-09	
			Inicio	Término	Inicio	Término	Inicio	Término
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	U12	Carbón	8	-	-	27	-	-
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	U13	Carbón	-	-	28	-	-	28
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES	CTM1	Carbón-Fuel Oil N°6	-	-	-	-	25	-
TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ	TGTAR	Diesel	-	-	1	3	-	-
ATACAMA	TG1B	Diesel-Gas natural	-	-	-	18	-	-
ATACAMA	TG2A	Diesel	-	-	-	-	3	-
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 mayo de 2009, el actor más importante del mercado es GasAtacama, con un 24% de la producción total de energía, seguido por Edelnor con un 23% y por Electroandina con un 20%.

En un análisis por empresa, se observa que Edelnor, GasAtacama y Celta aumentaron su producción en un 23,9%, 8,6% y 0,2% en relación a abril de 2009, respectivamente. El resto de las empresas, Electroandina, AES Gener y Norgener, vieron para el mismo período disminuidas sus producciones en un 15,2%, 4,2% y 2,5%, respectivamente.

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

En la Figura 45 se presentan las transferencias de energía de las empresas en abril de 2009. Se observa que los mayores cambios con respecto al mes anterior se dieron en las transferencias de Electroandina y Norgener; la primera aumentó su condición de deficitaria, mientras que la segunda aumentó su condición de excedentaria.

Figura 44: Energía generada por empresa, mensual

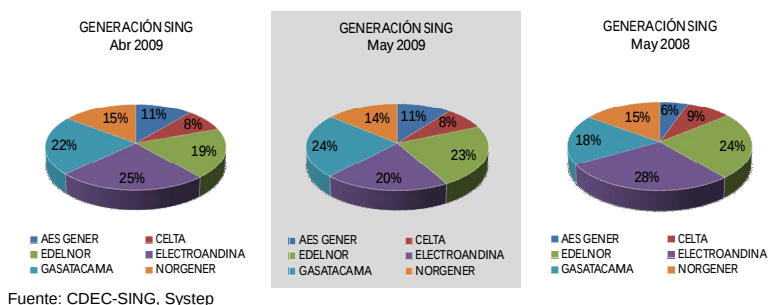
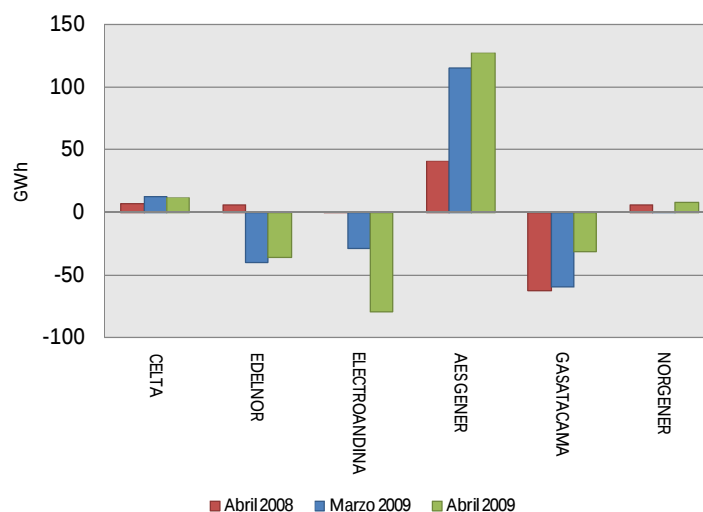


Figura 45: Transferencias de energía por empresa, mensual



ANEXOS

Resolución Discrepancias del Panel de Expertos

Con fecha 22 de mayo, se entregó el dictamen del Panel de Expertos sobre las discrepancias entre la Comisión Nacional de Energía (CNE) y las empresas eléctricas y de telecomunicaciones interesadas, respecto al informe técnico elaborado por la CNE "Informe Técnico de Fijación de las Fórmulas Tarifarias de Servicios no consistentes en suministro de energía, asociados a la distribución de electricidad, Febrero de 2009". Las discrepancias abarcan los estudios para todas las Áreas Típicas de Distribución, y abarcan diferentes aspectos relativos al estudio. En la mayoría de los casos, el Panel mantuvo las propuestas de la CNE de los Informes Técnicos; sin embargo, acogió las propuestas de las empresas discrepantes en los siguientes casos, de acuerdo a los dictámenes del Panel:

Área Típica 1:

- Se reconocen 1.886 horas anuales disponibles de los "Elementos de seguridad, trabajo y medición por cuadrilla" y los de "Equipo cuadrilla calidad de la medida".
- Se repone el costo asociado a la inspección del montaje de los nuevos apoyos, considerando el número de apoyos determinado para esta actividad por el Consultor.
- Factor de ajuste aplicado a los tiempos de traslado para los subtipos monofásicos del servicio de conexión y desconexión del servicio o corte y reposición debe ser 1, en lugar de 0,4.

Área Típica 2:

- Se reconocen 1.886 horas anuales disponibles del equipamiento de las cuadrillas.
- Se repone el costo asociado a la inspección del montaje de los nuevos apoyos, considerando el número de apoyos determinado para esta actividad por el Consultor.

Área Típica 3:

- Se reconocen 1.886 horas anuales disponibles del equipamiento de las cuadrillas.
- Se repone el costo asociado a la inspección del montaje de los nuevos apoyos, considerando el número de apoyos determinado para esta actividad por el Consultor.
- Factor de ajuste aplicado a los tiempos de traslado para los subtipos monofásicos del servicio de conexión y desconexión del servicio o corte y reposición debe ser 1, en lugar de 0,4.

Área Típica 4:

- Se reconocen 1.886 horas anuales disponibles del equipamiento de las cuadrillas.
- Se repone el costo asociado a la inspección del montaje de los nuevos apoyos, considerando el número de apoyos determinado para esta actividad por el Consultor.
- Factor de ajuste aplicado a los tiempos de traslado para los subtipos monofásicos del servicio de conexión y desconexión del servicio o corte y reposición debe ser 1, en lugar de 0,4.
- Se aprueba un valor de 8 kilómetros como distancia entre prestaciones.
- Se consideran los valores del Grupo SAESA en la determinación de la demanda, requerida para el cálculo de los sobrecostos de operación y mantenimiento en postes con apoyo.

Resolución Discrepancias del Panel de Expertos (CONTINUACIÓN)

Área Típica 5:

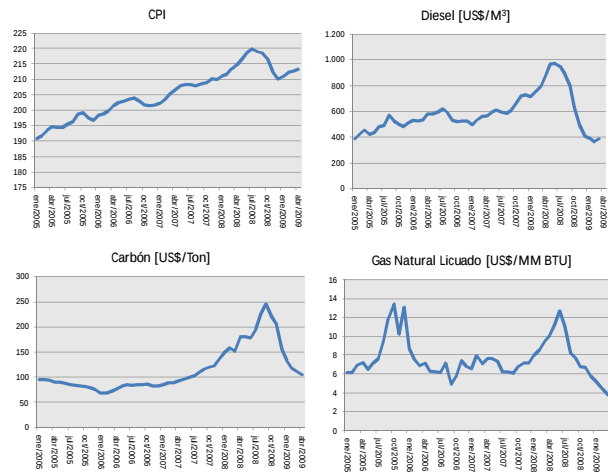
- Se reconocen 1.886 horas anuales disponibles del equipamiento de las cuadrillas.
- Se repone el costo asociado a la inspección del montaje de los nuevos apoyos, considerando el número de apoyos determinado para esta actividad por el Consultor.
- Factor de ajuste aplicado a los tiempos de traslado para los subtipos monofásicos del servicio de conexión y desconexión del servicio o corte y reposición debe ser 1, en lugar de 0,4.
- Se consideran los valores del Grupo SAESA en la determinación de la demanda, requerida para el cálculo de los sobrecostos de operación y mantenimiento en postes con apoyo.

Área Típica 6:

- Se repone el costo asociado a la inspección del montaje de los nuevos apoyos, considerando el número de apoyos determinado para esta actividad por el Consultor.
- Se corrige un error por omisión, en el que el cargo Clab presentaba un valor igual a cero, a diferencia de las demás Áreas Típicas de Distribución. Para corregirlo, se replican los valores de medidores utilizados en las otras áreas típicas.

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

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

La generación en el SIC en el mes de mayo, utilizando el recurso hídrico para la producción de la energía, muestra una variación de un 20,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un 19,8% en comparación al mes recién pasado, y de un 32,5% en relación a los últimos 12 meses.

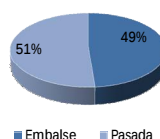
Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de 19,4% respecto al mismo mes del año anterior, de un 34% en comparación al mes recién pasado, y de un 46,5% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de 21,9% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 6,2% en comparación al mes recién pasado, y de un 17,6% en relación a los últimos 12 meses.

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

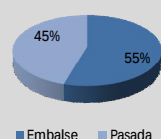
GENERACION HIDRÁULICA			
	Abr 2009	May 2009	May 2008
Embalse	756	1.013	848
Pasada	794	844	692
Total	1.550	1.857	1.540

GENERACIÓN HIDRÁULICA
Abr 2009



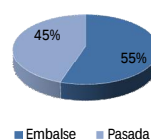
■ Embalse ■ Pasada

GENERACIÓN HIDRÁULICA
May 2009



■ Embalse ■ Pasada

GENERACIÓN HIDRÁULICA
May 2008



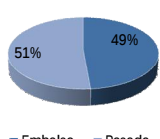
■ Embalse ■ Pasada

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

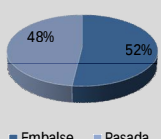
GENERACION HIDRÁULICA			
	2009 Trim1	2009 Trim2	2008 Trim2
Embalse	2.534	1.769	2.796
Pasada	2.680	1.638	2.110
Total	5.215	3.407	4.905

GENERACIÓN HIDRÁULICA
2009 Trim1



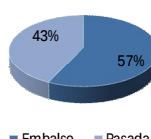
■ Embalse ■ Pasada

GENERACIÓN HIDRÁULICA
2009 Trim2



■ Embalse ■ Pasada

GENERACIÓN HIDRÁULICA
2008 Trim2



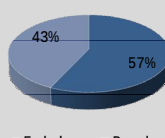
■ Embalse ■ Pasada

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

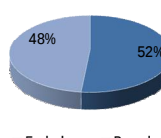
GENERACION HIDRÁULICA		
	Jun 2008-May 2009	Jun 2007-May 2008
Embalse	14.303	9.761
Pasada	10.758	9.150
Total	25.061	18.912

GENERACIÓN HIDRÁULICA
Jun 2008-May 2009



■ Embalse ■ Pasada

GENERACIÓN HIDRÁULICA
Jun 2007-May 2008



■ Embalse ■ Pasada

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

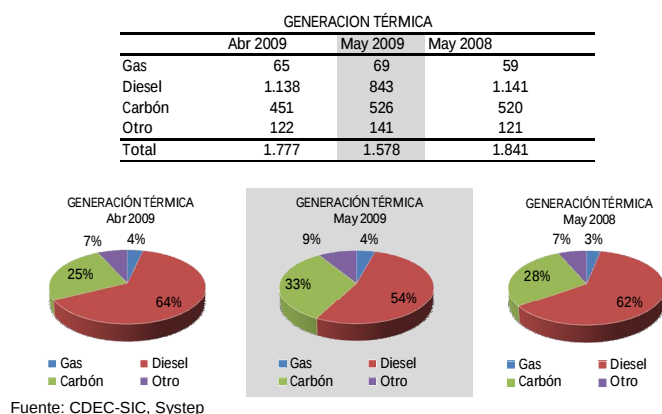


Figura III-V: Análisis Termo-Generación, trimestral (GWh)

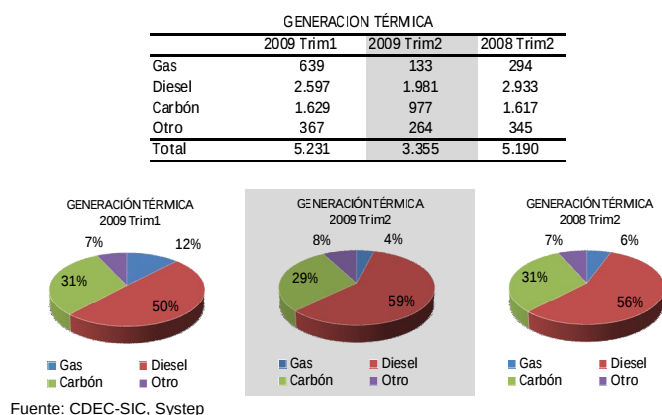
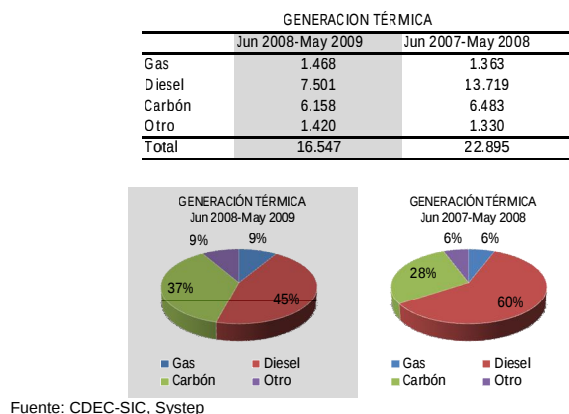


Figura III-VI Análisis Termo-Generación, últimos 12 meses (GWh)



Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de mayo, muestra una variación de un -14,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un -11,2% en comparación al mes recién pasado, y de un -27,7% en relación a los últimos 12 meses.

Las centrales que utilizan como combustible el gas natural, presentan una variación de 16,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 6,3% en comparación al mes recién pasado y de un 7,7% en relación a los últimos 12 meses.

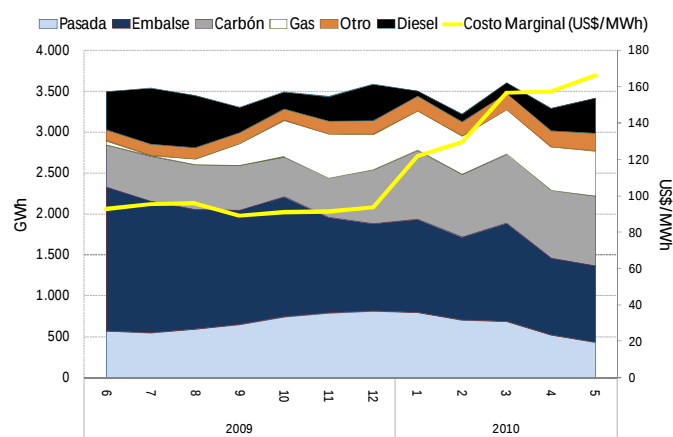
El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, se presentan con una variación de -26,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -26% en comparación al mes recién pasado, y de un -45,3% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 1,1% respecto al mismo mes del año anterior, de un 16,4% en comparación al mes recién pasado, y de un -5,0% 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 16,4% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 15,3% en comparación al mes recién pasado, y de un 6,8% en relación a los últimos 12 meses.

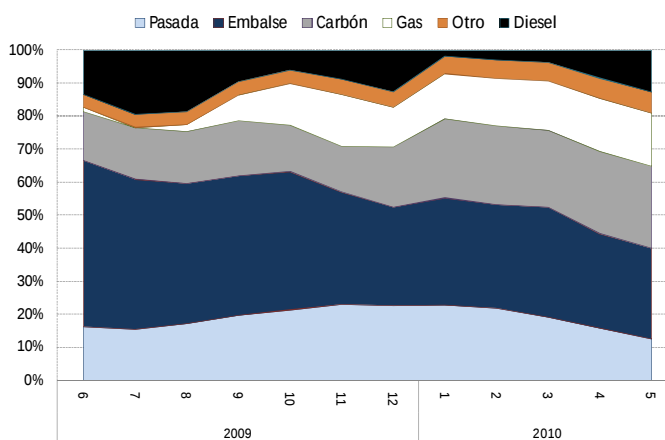
Generación del SIC bajo hidrología Seca

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

RM 88

Tabla V-I Resumen por empresas a abril 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 Abr-09	Diferencia no recaudada Sep-Abr-09	Cuenta Remanente Periodos Anteriores (pendiente por tope del 20% Pnudo)	Total Saldo Acumulado Abr-09
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
PEHUENCHE	12.416.158.843	20.057.847.034	7.641.688.190	7.570.503.907	721.637.813	14.070.440.836	22.362.582.556
COLBUN	63.929.866.758	103.419.349.269	39.489.482.511	39.119.647.757	3.662.591.517	71.183.571.330	113.965.810.605
ENDESA	81.888.267.676	132.263.400.853	50.375.133.177	49.907.787.499	4.877.956.251	95.708.337.760	150.494.081.510
SGA	3.099.021.567	5.003.541.715	1.904.520.148	1.886.888.796	138.281.638	2.864.729.558	4.889.899.992
PUYEHUE	1.002.042.520	1.611.528.111	609.485.591	603.828.809	58.309.709	1.133.103.280	1.795.241.798
GUACOLDA	10.239.939.950	16.540.757.211	6.300.817.262	6.242.261.498	554.866.861	10.979.518.245	17.776.646.604
GENER	27.105.432.369	43.783.701.925	16.678.269.556	16.523.454.769	1.506.900.248	29.699.159.222	47.729.514.239
ESSA	15.175.447.134	24.517.917.281	9.342.470.146	9.255.206.958	903.120.967	17.514.906.086	27.673.234.012
IBENER	3.871.003.682	6.253.352.224	2.382.348.543	2.360.166.702	124.413.407	2.758.670.824	5.243.250.934
ARAUCO	5.508.088.946	8.903.347.326	3.395.258.380	3.363.145.511	298.207.388	5.953.954.131	9.615.307.030
CAMPANARIO	6.070.243.170	9.806.613.549	3.736.370.379	3.701.531.792	217.277.131	4.416.154.453	8.334.963.377
ELEKTRAGEN	1.325.754.248	2.140.877.386	815.123.139	808.207.584	59.864.237	1.222.889.173	2.090.960.995
FPC	437.398.997	706.875.322	269.476.325	266.971.833	20.627.043	429.391.727	716.990.604
SC DEL MAIPO	73.835.903	119.279.101	45.443.198	45.019.882	3.610.851	75.019.666	123.650.400
TECNORED	618.801.744	999.734.352	380.932.608	377.388.135	17.843.544	440.408.133	835.639.812
POTENCIA CHILE	2.895.087.415	4.677.254.198	1.782.166.782	1.765.533.250	38.732.154	1.472.860.350	3.277.125.754
PSEG	0	0	0	0	5.954.660	13.792.790	19.747.451
GESAN	23.888.093	38.590.375	14.702.282	14.565.327	195.005	7.685.054	22.445.386
PACIFIC HYDRO	220.204.802	355.732.806	135.528.003	134.265.526	693.775	27.341.299	162.300.600
LA HIGUERA	1.979.977.906	3.199.387.711	1.219.409.805	1.207.975.959	1.928.649	76.007.064	1.285.911.672
HIDROMAULE	534.793.970	878.636.708	343.842.738	341.256.927	0	0	341.256.927
ELECTRICA CENIZAS	128.119.410	208.276.801	80.157.392	79.678.648	0	0	79.678.648
EPSA	428.971.634	677.748.039	248.776.406	248.232.060	0	0	248.232.060
EL MANZANO	51.294.521	81.180.375	29.885.854	29.825.938	0	0	29.825.938
LOS ESPINOS	549.451.776	850.342.190	300.890.415	300.754.769	0	0	300.754.769
ENLASA	725.513.172	1.147.943.802	422.430.630	422.237.191	0	0	422.237.191
CRISTORO	3.838.995	6.046.756	2.207.761	2.205.870	0	0	2.205.870
TOTAL	240.302.445.201	388.249.262.420	147.946.817.219	146.578.542.899	13.213.012.851	260.047.940.983	419.839.496.732

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14/08/2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10/12/2008	En Calificación	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06/06/2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A.	750	1.300	08/10/2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27/02/2009	En Calificación	Carbón	Base	III
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corriente S.A.	700	1.081	14/01/2008	En Calificación	Carbón	Base	V
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	Aprobado	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	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24/03/2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12/12/2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charúa .	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 Pacífico S.A.	96	36	27/02/2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90	41	28/02/2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90	43,3	15/01/2008	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76	175,0	18/12/2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74	150	07/08/2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
DIA Parque Eólico 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 Osomo	Empresa Eléctrica Pilmáiquén S.A.	58	75	28/08/2007	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmáiquén 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 TOTAL	Norvind S.A.	46	140	10/09/2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Total	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

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan Central Trupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36	42	27/04/2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24/07/2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50	20/03/2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	31,0	73	29/11/2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06/12/2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06/02/2009	En Calificación	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25	10	31/12/2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15/07/2008	En Calificación	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Awas Calientes CHAGUAS Calientes	HYDROCHILE SA	24	80	15/04/2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	38	27/06/2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19/10/2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11/07/2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	17/04/2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26/05/2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Cariatquén-Malakahuellu	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07/02/2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Hornopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26/07/2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Eléctrica Cenizas	Eléctrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05/06/2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13/03/2009	En Calificación	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15	27	14/09/2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
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 N° 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmer - 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 Butamatal, Región del Bio-Bio CH Butamatal (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 Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29/05/2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
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 Bio-Bio Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09/04/2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte N° 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26/11/2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01/09/2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01/10/2008	Aprobado	Eólica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica 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 HIDROELÉCTRICA DONGO	HIDROELÉCTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27/06/2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	SouthPacific 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 HIDROELÉCTRICA 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 N° 2	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Las Lagunas	Central Hidroeléctrica Tres Palos	4,0	3	04/05/2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
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.

