

Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Octubre 2010



Contenido

Editorial	2
SIC	5
Análisis General	5
Análisis Precio de Licitación	9
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	10
Estado de los Embalses	11
Análisis Precios de los Combustibles	12
Análisis Precios Spot	13
Análisis Precio Medio de Mercado	14
RM 88	14
Análisis Parque Generador	15
Resumen Empresas	17
SING	26
Análisis General	27
Análisis Precio de Licitación	30
Análisis Precios de los Combustibles	30
Análisis Precios Spot	31
Análisis Precio Medio de Mercado	32
Análisis Parque Generador	32
Resumen Empresas	33
ANEXOS	34
Índice Precio de Combustibles	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
RM88	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

Ministro de Energía inaugura unidad 4 de termoeléctrica Guacolda en Huasco (La Tercera, 07/10/10)

Energía Austral ingresó Adenda de Proyecto Cuervo a Sistema de Evaluación Ambiental. (Energía Austral, 01/10/10)

Proyectos eléctricos cercanos a zonas protegidas equivalen a actual capacidad del SIC. (Estrategia, 01/10/10)

Endesa y Colbún han invertido más de US\$ 200 millones en estudios de HidroAysén. (El Mercurio, 30/09/10)

Proyecto hídrico Neltume de Endesa enfrenta demanda por derechos de agua. (La Tercera, 29/09/10)

Ministerio de Medio Ambiente operará desde el 1 de octubre. (Diario Financiero, 28/09/10)

Déficit de agua en embalses anticipa alza de hasta 15% en precio de luz en próximos meses. (El Mercurio, 22/09/10)

Gobierno retrasa en más de tres años estimación de inicio de operación de HidroAysén. (La Tercera, 21/09/10)

Central La Higuera inicia inyección de energía al SIC. (El Mercurio, 16/09/10)

Endesa entrega autorización para que Enap venda a Colbún GNL de Quintero durante este año. (El Mercurio, 16/09/10)

Codelco vendería en el exterior la mitad de sus acciones en Edelnor. (El Mercurio, 15/09/10)

Las nuevas termoeléctricas cuadruplicarían energía, pero con la mitad de emisiones. (El Mercurio, 14/09/10)

Reforma a la CCHEN podría acelerar los estudios sobre viabilidad nuclear en Chile. (Diario Financiero, 14/09/10)

Empresas geotérmicas tienen US\$1.100 millones en proyectos. (Estrategia, 14/09/10)

Minera Isla Riesco estaría produciendo carbón en 2012. (Estrategia, 09/09/10)

Editorial

Veinte al dos mil veinte

Uno de los objetivos del programa de gobierno del presidente Sebastián Piñera es “aspirar a que al año 2020 más del 20% de la matriz eléctrica chilena derive de las energías renovables, limpias no convencionales”, las denominadas energías renovables no convencionales (ERNC). Este objetivo, formulado durante la pasada campaña presidencial, es reiterado por el presidente en su mensaje del 21 de mayo, donde plantea que “como gobierno impulsaremos, con la asesoría técnica de países líderes como España, Francia y Estados Unidos, un poderoso plan de desarrollo de energías limpias y renovables, que permita que el año 2020, el 20% de nuestra matriz eléctrica provenga de estas fuentes”. Mientras el programa plantea una aspiración, el mensaje define acciones generales apoyadas por gobiernos extranjeros.

Definido ese objetivo, el gobierno y el ministerio a cargo no han precisado las acciones específicas que se desarrollarían para lograrlo. El ministerio, en algunas oportunidades, ha enfatizado que lo formulado es una aspiración, como lo afirma el programa de gobierno, más que un objetivo concreto. Algunos expertos plantean que el 20% se refiere a la potencia instalada más que a la energía generada, aunque si ese fuera el caso, la aspiración se transformaría en un valor en torno al 10% o menor para la energía, dados los bajos factores de planta de estas energías.

El objetivo del 20% al 2020 va más allá de lo que se plantea a nivel mundial, donde el escenario más ambicioso estima una contribución de las ERNC de un 18% al año 2035 (Energy Information Administration). Más bien se acerca a iniciativas del mundo desarrollado de Europa y Norteamérica, motivadas fundamentalmente por el objetivo de reducir la gran producción de gases de efecto invernadero de las grandes economías industriales.

Independiente de lo anterior, a comienzos de octubre, la Comisión de Minería del Senado despachó, para revisión general de los parlamentarios, una moción que busca promover la generación eléctrica a través de ERNC. El proyecto modifica la Ley N° 20.257 del 2008, aumentando a un 20% la generación a través de ERNC hacia el año 2020. Cabe recordar que dicha ley establece que al año 2024 el 10% de la energía que comercializan las empresas generadoras provengan de fuentes ERNC.

Lo anterior plantea nuevas urgencias y lleva el tema de las ERNC a la discusión pública, planteando esfuerzos significativos para el país en varios ámbitos: la definición de un marco regulatorio, o mejora del existente, que incentive su incorporación en los sistemas eléctricos -dando señales de confianza a inversionistas y levantando barreras de entrada para los proyectos-, la creación de incentivos económicos directos o indirectos que fomenten su desarrollo, la adecuación de las redes eléctricas, la provisión de infraestructura de respaldo, entre otros.

Mecanismos que promueven el desarrollo de las ERNC

Preocupaciones centrales de los países industrializados sobre el cambio climático, así como el interés de lograr una mayor seguridad energética, diversificando sus matrices energéticas, de manera de hacer frente a las fluctuaciones de precios de los combustibles fósiles han llevado a esos países a impulsar agresivamente el desarrollo de las tecnologías ERNC. Las ERNC son identificadas como una herramienta clave para la reducción de emisiones de CO₂, como también una fuente de independencia energética, al reducir la dependencia de suministro de energía exterior. En cambio, en regiones en vías de desarrollo, como Latinoamérica, las fuentes renovables se han limitado en gran medida a las plantas hidroeléctricas convencionales, donde el objetivo principal ha sido promover el desarrollo económico incurriendo en los menores costos de energía posibles. Esta situación ha originado que históricamente el rol de las ERNC en dichos países no sea prioritario. No obstante, tal condición está cambiando, en gran medida por la presión que los países desarrollados están ejerciendo para que los países emergentes aporten a la lucha contra el cambio climático, por el interés de los fabricantes de estas nuevas tecnologías de crear nuevos mercados, como por una creciente preocupación de la ciudadanía por lograr sociedades sustentables ambientalmente.

Se han introducido varios mecanismos específicos para incentivar la introducción y desarrollo de las ERNC. Se han considerado necesarios estos incentivos debido a que estas tecnologías no resultan aún lo suficientemente competitivas como para entrar en el mercado por sí solas, las energías tradicionales térmicas e hidroeléctricas son aún más económicas. Es posible agrupar los mecanismos que promueven el desarrollo de estas tecnologías en cuatro grupos¹:

- Premio a la tarifa (feed-in-tariffs): creación de precios subsidiados para la generación con ERNC.
- Cuotas ERNC y certificados verdes: definición de requerimientos explícitos de oferta ERNC a consumir por los clientes finales, sujeto a premios por logros o a multas por incumplimiento.
- Esquemas de licitaciones: adjudicación de bloques de energía ERNC, de acuerdo a precios competitivos surgidos de subastas.
- Créditos e incentivos fiscales: creación de incentivos directos por parte del Estado tales como rebaja de impuestos, acceso a tasas preferenciales, entre otras.

La concepción y aplicación de estos esquemas de incentivos dependen de los objetivos que cada país busca a través de su implementación. Países desarrollados como España y Alemania, con matrices preponderantemente térmicas e importantes emisiones de CO₂ a la atmósfera, han buscado incentivar la incorporación de las ERNC para transitar a matrices más "verdes", buscando reducir sus emisiones y mitigar el cambio climático. Ambos países han implementado esquemas de precios subsidiados desde la década de los 90s, subsidios que son pagados por los consumidores y significan en el caso de Alemania pagos adicionales por 1,1 euros por MWh, comparados con un costo de generación de 6,9 euros. España por si sola destinó 4.600 millones de euros de apoyo a las renovables el 2009.

Los mecanismos han sido exitosos en lograr altas tasas de penetración de las ERNC, con 20% de la energía total para el año 2009 en el caso de España y 16% en el caso de Alemania, aunque se han producido distorsiones en el estímulo de tecnologías particulares. Otro logro es el de importantes niveles de reducción de gases de efecto invernadero, para países con contribuciones relevantes (Alemania es el sexto contribuyente a nivel global con un 2,7% de las emisiones mundiales; España contribuye con 1,1%, pero duplicó sus emisiones en el periodo 1990-2008²).

En cambio, los países en desarrollo de Latinoamérica han preferido mecanismos de apoyos indirectos como esquemas de licitación de suministro ERNC (Perú y Brasil) y de cuotas (Chile), sin forzar subsidios directos, buscando minimizar el costo adicional de la inserción de renovables, en economías donde el objetivo de lograr abastecimiento energético competitivo es fundamental para la derrota de la pobreza y el desarrollo económico.

¹ Más antecedentes en: <http://www.systep.cl/documents/GreenEffect.pdf>

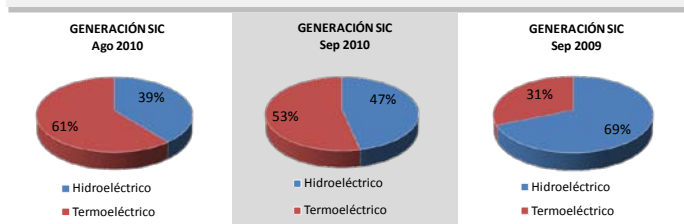
² Fuente: CO₂ Emissions from fuel Combustion, 2010 Edition, International Energy Agency

La propuesta en análisis en el Senado no dimensiona el incremento de costo energético para el país del aumento de la meta al 20%, que de acuerdo a información de prensa podría llegar a un 16%, con el consiguiente impacto social que esto implica. Si bien los costos de inversión de las tecnologías ERNC han seguido una tendencia decreciente, aún no se garantizan precios competitivos con tecnologías tradicionales. La propuesta tampoco justifica el nivel de la meta (¿porqué 20% y no otro valor?), aunque puede simplemente responder a las orientaciones dadas por la presidencia de la República, y que parecieran reflejar niveles alcanzados por países desarrollados como los mencionados. Es fundamental transmitir a la sociedad la lógica que condiciona estas propuestas y los impactos anticipados, para poder mejor dimensionar el tipo de apoyo que se estaría comprometiendo.

El desarrollo energético chileno, si bien se ha dado en un contexto de decisiones privadas en un ámbito competitivo, donde son los agentes los que deciden en qué tecnologías invertir, cómo y cuándo, está condicionado por las obligaciones que la sociedad les impone, donde las regulaciones ambientales a cumplir han cobrado creciente importancia. El cuestionamiento público de la generación termoeléctrica que surge de decisiones recientes, más las campañas orquestadas contra los grandes proyectos hidroeléctricos, y las exigencias de cuotas tecnológicas de ERNC planteadas en el parlamento, podrían hacer pensar en un cambio dramático de la política energética del país, privilegiando unas tecnologías en desmedro de otras. Aunque las autoridades no se han pronunciado respecto a este aparente cambio, definiciones más precisas e información orientadora sería de conveniencia para todos los agentes. Es fundamental para el país definir políticas a largo plazo que permitan explicitar de forma clara que es lo que el país quiere en términos energéticos, dada la importancia de este rubro en el desarrollo económico del país.

Cuando pensamos en qué país queremos y como haremos para ser una nación justa y desarrollada en un futuro cercano, es cada vez más importante el ordenamiento de nuestras políticas públicas, con definiciones orientadoras económicas que conduzcan a la senda del crecimiento. Una vez fijados nuestros macro objetivos, es fundamental definir de manera consistente objetivos sectoriales claros para todas las áreas sociales y económicas, por ejemplo en transporte, infraestructura y energía, entre otras, teniendo claro que la sustentabilidad será un pilar transversal a todas las áreas. La pregunta que debemos hacernos es en qué medida las intervenciones de política pública que pretendemos impulsar son consistentes con nuestros objetivos y nuestra visión económica de largo plazo. Hasta que no tengamos una respuesta clara, podemos llevarnos más de una sorpresa en el camino.

Figura 1: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Análisis de Generación del SIC

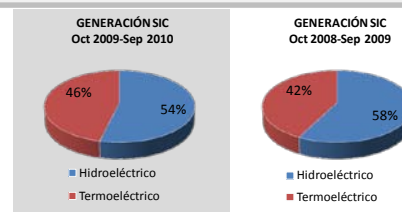
En términos generales, durante el mes de septiembre de 2010 la generación de energía en el SIC disminuyó en un 7,6% respecto a agosto, con un alza de 4,2% respecto a septiembre de 2009.

La generación hidroeléctrica tuvo un alza de 9,5% respecto de agosto, mientras que la generación termoeléctrica disminuyó en un 19,1%. De esta forma, un 47% de la energía consumida en el SIC en el mes de septiembre de 2010 fue abastecida por centrales hidroeléctricas.

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de septiembre el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en un 10,6% respecto a agosto, mientras que la generación de las centrales de pasada tuvo un alza de 8% en relación al mismo mes. Por otra parte, la generación diesel experimentó una fuerte baja en un 54,8%, mientras que la generación a carbón subió en un 3,6%, la generación a gas en un 11,9% y la generación con GNL en un 1,4%. Se destaca de la Figura 4, que la generación con GNL representa para el mes de septiembre de 2010 un 14,1% de la matriz de energías del SIC, frente a los 11,3% que representa el diesel y el 23,5% del carbón.

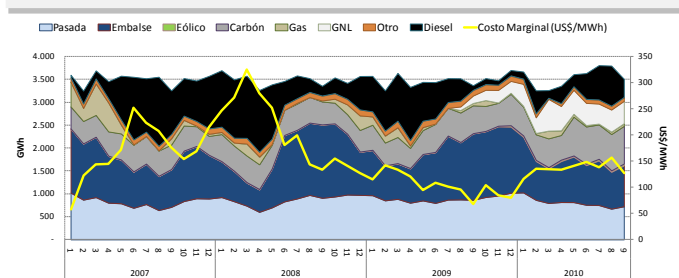
En la Figura 3 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Los costos marginales del SIC durante el mes de septiembre llegaron a un valor promedio de 127,1 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 67,7 US\$/MWh de septiembre de 2009 representa una importante alza de 88%.

Figura 2: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



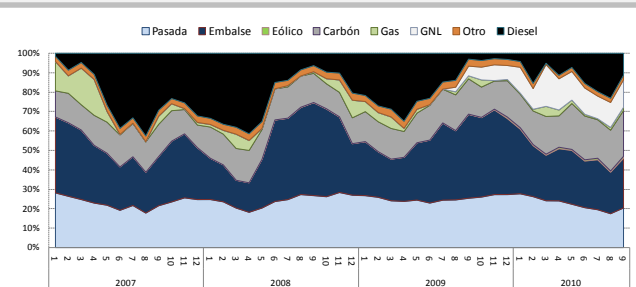
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 3: Generación histórica SIC



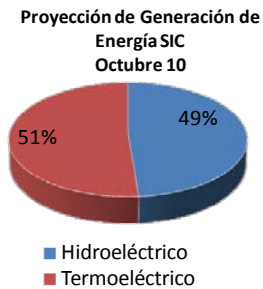
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 4: Generación histórica SIC (%)



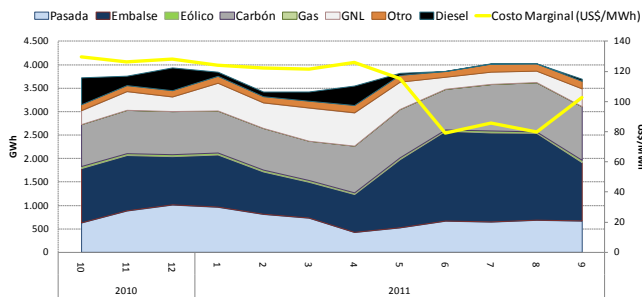
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 5: Proyección de Generación de Energía octubre 2010 SIC



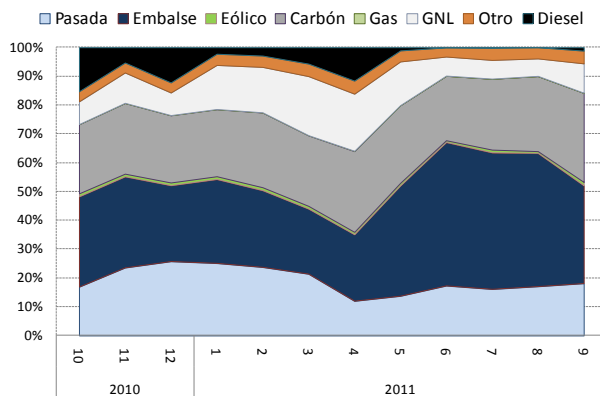
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 6: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 7: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de octubre de 2010, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 49% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

La Figura 6 y Figura 7 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal.

De acuerdo a la proyección del CDEC, el ingreso de las centrales a carbón Bocamina II de Endesa y Santa María de Colbún se ven retrasadas conforme a lo informado por las empresas propietarias con posterioridad al terremoto del 27 de febrero, esperando el comienzo de sus operaciones a partir del segundo semestre de 2011.

Generación de Energía

Para el mes de septiembre de 2010, la generación de energía experimentó un aumento de 4,2% respecto del mismo mes de 2009, pero con una disminución de 7,6% respecto agosto de 2010.

Respecto a las expectativas para el año 2010, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 43.282 GWh, lo que comparado con los 41.736 GWh del año 2009 representaría un crecimiento anual para el año 2010 del 3,7%.

La Figura 9 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

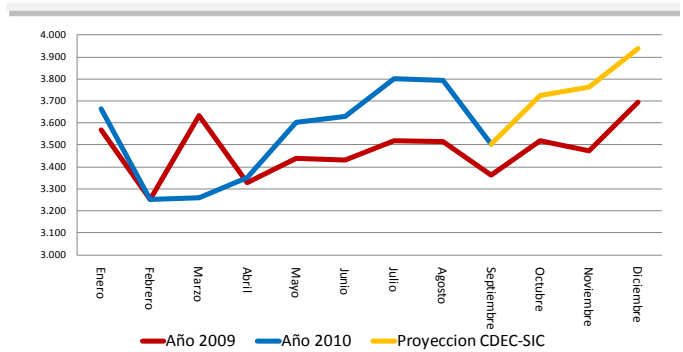
Precio de Nudo de Corto Plazo

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

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

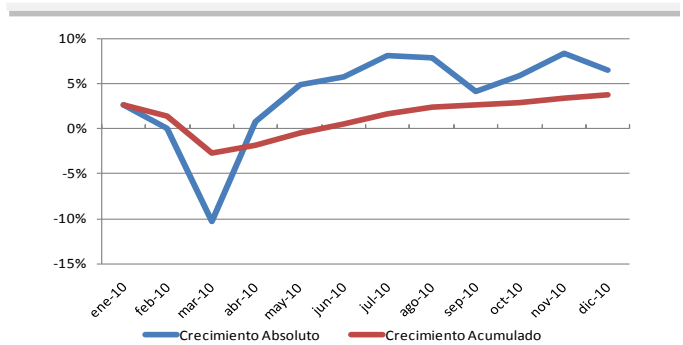
Los valores definidos por la autoridad son: 46,47 \$/kWh y 4.987,29 \$/kW/mes para el precio de la energía y potencia respectivamente en la barra Alto Jahuel 220. Esto resulta un precio monómico de 55,39 \$/kWh. Este valor representa un alza de 11% respecto al valor calculado en la fijación de abril de 2010 (49,75 \$/kWh para el precio monómico).

Figura 8: Generación histórica de energía (GWh)



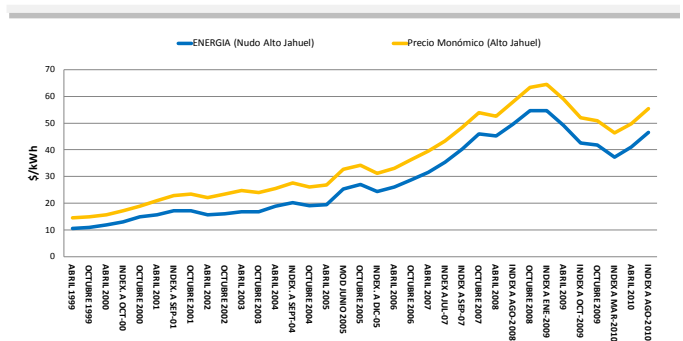
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 9: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 10: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Análisis Precios de Licitación

El día 1º de enero del año 2010 marca la entrada en vigencia de los primeros contratos de suministro producto de los procesos de licitación indicados en el artículo 79-1 de la Ley N°20.018. Estos precios toman el nombre de precios de nudo de largo plazo, y contemplan fórmulas de indexación válidas para todo el período de vigencia del contrato, con un máximo de 15 años.

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

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

No obstante lo anterior, y puesto que los nuevos contratos de suministro asignados según esta modalidad empezarán a regir gradualmente a partir de este año, los contratos firmados con anterioridad a la Ley 20.018 seguirán vigentes hasta su vencimiento, regidos por los precios de nudo fijados semestralmente por la autoridad (precio de nudo de corto plazo). De esta forma, existirá implícitamente un período de transición en el cálculo del precio de energía y potencia para clientes regulados.

Cabe recordar que para el período 2010-2011, el precio de los contratos de la tercera licitación se indexará según el índice de costo de suministro de corto plazo, correspondiente al promedio trimensual del costo marginal horario en la barra correspondiente al punto de oferta del bloque de suministro licitado, ponderado por la respectiva generación bruta horaria total del sistema. El valor utilizado como base refleja el precio de suministro de largo plazo de la energía en el SIC para contratos regulados, valor fijado en 88,22 US\$/MWh. No obstante, existen condiciones que limitan el precio de la energía, el cual no podrá ser superior al menor valor entre el costo de suministro de corto plazo correspondiente y el precio promedio del diesel publicado por la Comisión (US\$/m³), este último valor ponderado por un factor de 0,322 (m³/MWh) en 2010 y 0,204 (m³/MWh) en 2011. Para el período 2012 en adelante el precio de la energía se indexa según los precios de combustibles y CPI, según sea definido en los respectivos contratos.

La Tabla 1 muestra los precios resultantes por empresa generadora del los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009. (Mayor detalle en Anexo II).

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	92,4	5.419
Campanario	151,5	1.750
Colbún	88,1	6.782
Endesa	79,6	12.825
Guacolda	75,3	900
EMELDA	154,4	200
EPSA	154,4	75
Monte Redondo	154,4	275
Precio Medio de Licitación		89,87

* Precios referidos a Quillota 220

Precio de Nudo de Largo Plazo

De manera de dar cuenta a lo establecido en los Artículos 157° y 158°, la Comisión Nacional de Energía hace oficial durante el mes de diciembre de 2009 el documento “Procedimiento de Cálculo del Precio de Nudo Promedio”, a través del cual se define la metodología utilizada para obtener los valores definitivos de Precio de Nudo para clientes regulados.

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

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

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Precio Medio Reajustado	Precio Medio Reajustado	Energía Contratada GWh/año
		(Barra de Suministro) US\$/MWh	(Barra de Quillota) US\$/MWh	
Chilectra	67,54	87,76	87,05	4.500
Chilquinta	118,26	106,32	106,32	2.567
EMEL	82,25	102,48	102,48	2.007
CGE	139,64	113,25	106,32	7.220
SAESA	82,65	102,87	103,96	4.432

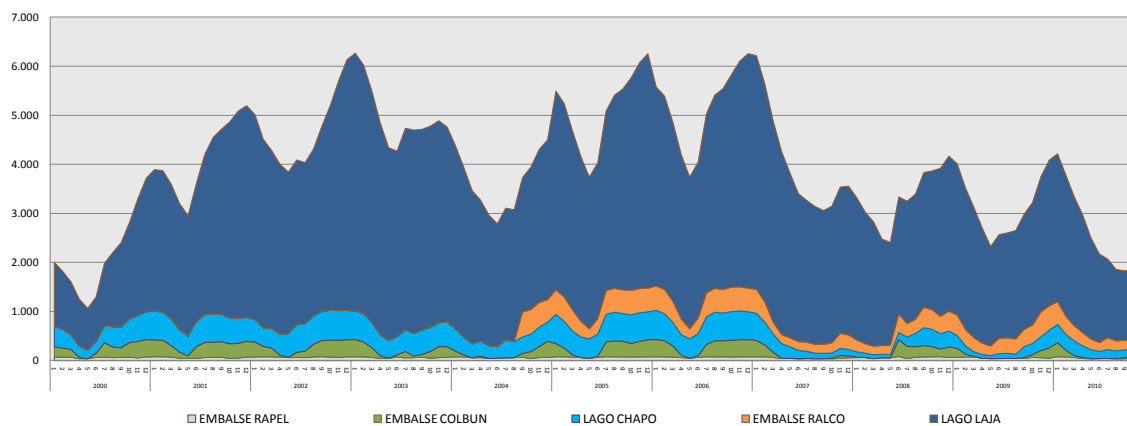
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a septiembre de 2010 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 101,26 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220. La fuerte alza del precio de nudo se debe de cierta forma por el alza en el costo de suministro de largo plazo calculado por la CNE y publicado en su página web, valor con el cual son indexados los contratos del tercer proceso de licitación para los años 2010-2011 y primer semestre del año 2012. Cabe destacar que el análisis que involucra la banda del 5% se realiza considerando sólo aquellos contratos que se encuentran vigentes al 2010, excluyéndose los contratos de Chilectra correspondientes al segundo proceso de licitación que comienzan a regir a partir del 2011.

Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de octubre de 2010 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 1.868 GWh, lo que representa un aumento de 2% respecto a lo registrado a comienzos del mes de septiembre, pero una baja de 42% respecto a octubre de 2009.

En el caso particular del Lago Laja, único embalse con capacidad de regulación interanual, es importante destacar que la energía acumulada al día de hoy es un 42% menor a la disponible en octubre de 2009.

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

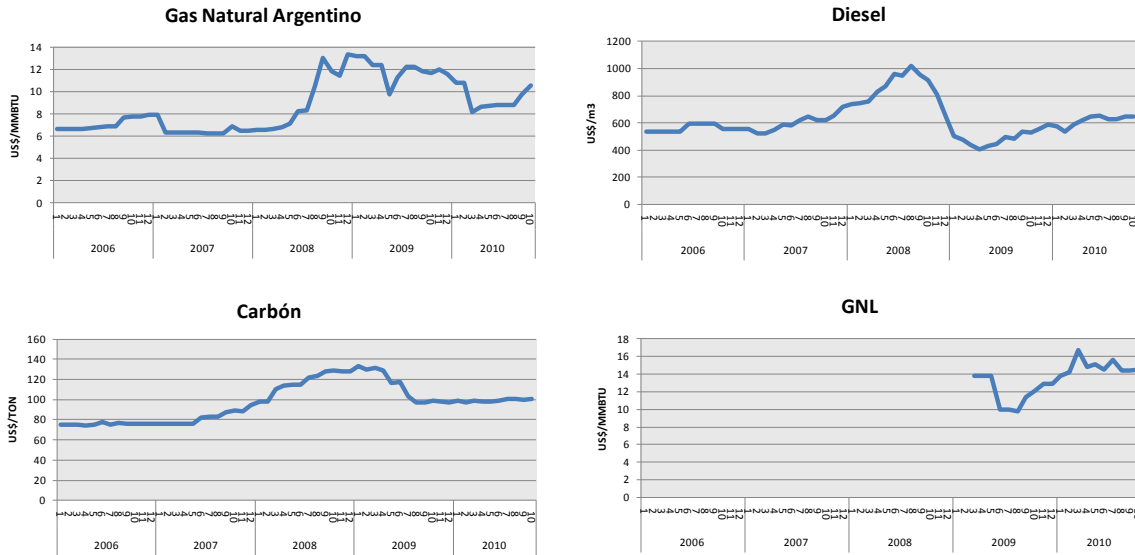
		Sep 2010	Oct 2010	Oct 2009
EMBALSE	COLBUN	18	49	55
	% de la capacidad máxima	5%	13%	15%
EMBALSE	RAPEL	39	48	66
	% de la capacidad máxima	46%	56%	78%
LAGUNA	LA INVERNADA	5	6	9
	% de la capacidad máxima	4%	4%	7%
LAGO	LAJA	1.419	1.446	2.500
	% de la capacidad máxima	27%	27%	47%
LAGO	CHAPO	164	118	232
	% de la capacidad máxima	26%	19%	37%
EMBALSE	RALCO	193	201	371
	% de la capacidad máxima	38%	40%	73%

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.

Figura 12: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

Los costos marginales del SIC para el mes de septiembre de 2010 presentan una baja de 18,8% respecto a los registrados en el mes de agosto, con un alza de 87,8% respecto a lo observado en septiembre de 2009.

En la Tabla 5 y Figura 13 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos.

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

Mes	2007	2008	2009	2010
Enero	57	247	115	116
Febrero	123	272	142	135
Marzo	144	325	134	135
Abril	145	280	121	133
Mayo	171	252	95	141
Junio	252	181	108	148
Julio	223	200	102	138
Agosto	208	143	96	157
Septiembre	176	134	68	127
Octubre	154	155	104	
Noviembre	169	141	85	
Diciembre	215	127	80	

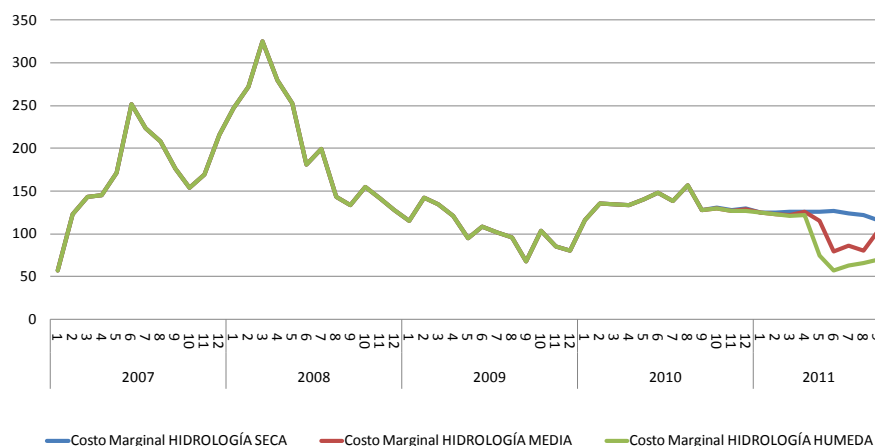
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2010	Octubre	130	130	130
-	Noviembre	127	126	127
-	Diciembre	129	128	127
2011	Enero	124	124	124
-	Febrero	125	122	123
-	Marzo	126	122	121
-	Abril	126	126	122
-	Mayo	126	115	74
-	Junio	126	79	57
-	Julio	124	86	63
-	Agosto	122	80	66
-	Septiembre	116	103	69

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

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



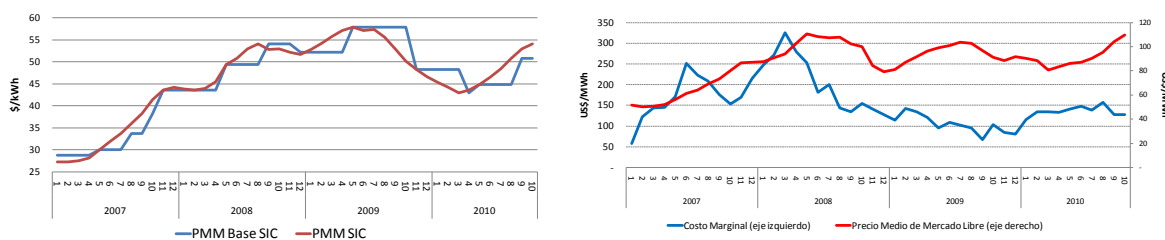
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Análisis Precio Medio de Mercado

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

El precio medio de mercado vigente a partir del 1 de octubre de 2010 es de 54,13 \$/kWh, lo que representa un alza de 6,56% respecto al precio definido en la indexación de agosto de 2010 (50,80 \$/kWh).

Figura 14: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, SysteP

RM 88

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

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

Tabla 6: Saldo total de cuentas RM88 a agosto 2010

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	77.253
Gener	38.914
Colbún	58.621
Guacolda	9.271
Pehuenche	11.506

Fuente: CDEC-SIC

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

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

En total se espera la incorporación de 1.281 MW de potencia, incluyendo a las centrales de pasada La Higuera (155 MW) y Confluencia (155 MW), las que se esperan en operación para oct-10, además de Chacayes (111 MW), la que se espera para oct-11. Se destaca que el ingreso de las centrales a carbón Bocamina II de Endesa y Santa María de Colbún se ven retrasadas conforme a lo informado por las empresas propietarias con posterioridad al terremoto del 27 de febrero, esperando el comienzo de sus operaciones para el segundo semestre de 2011.

Unidades en Mantención

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

- Los Pinos (U1 por 105 MW): 3 días en octubre.
- Nueva Renca (340 MW): 10 días en octubre.
- Guacolda (U1 por 152 MW): 60 días desde octubre hasta diciembre.
- Antuco (U1 por 160 MW): 68 días desde octubre hasta diciembre
- Campanario (228 MW): 15 días en noviembre.
- Taltal (U1 por 120 MW): 7 días en noviembre.
- Los Pinos (U1 por 105 MW): 11 días en noviembre.
- Taltal (U2 por 120 MW): 7 días en noviembre.
- Tierra Amarilla (152 MW): 15 días en noviembre.
- San Isidro: (U1 por 335 MW): 40 días desde noviembre a diciembre.
- Nehuenco (U1 por 331 MW): 10 días en noviembre y diciembre.
- Nehuenco (U2 por 380 MW): 10 días en diciembre.

Tabla 7: 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	oct-10	155
Mariposas	Hidroeléctrica Rrío Lircay	Pasada	oct-10	6
Licán	Candelaria	Pasada	oct-10	17
Guayacan	Energía Coyanco	Pasada	oct-10	10,4
Confluencia	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	oct-10	155
Chacayes	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	oct-11	111
Térmicas				
Punta Colorada Fuel I	Barrick Chile Generación	Diesel	oct-10	16,3
Campanario IV CC	Southern Cross	Diesel	ene-11	60
Calle Calle	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	Diesel	ene-11	20
Bocamina 2	Endesa	Carbón	jun-11	342
Santa María	Colbún	Carbón	ago-11	343
Eólica				
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		feb-11	20
Biomasa				
Lautaro	Comasa		sep-11	25
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.281

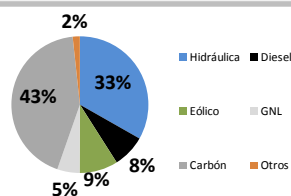
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 8: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	5.526	7.503
Diesel	1.289	900
Eólico	1.509	3.250
GNL	879	527
Carbón	7.140	12.663
Otros	283	532
TOTAL	16.626	25.375
Aprobado	8.548	12.742
En Calificación	8.078	12.633
TOTAL	16.626	25.375

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 15: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, SysteP

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

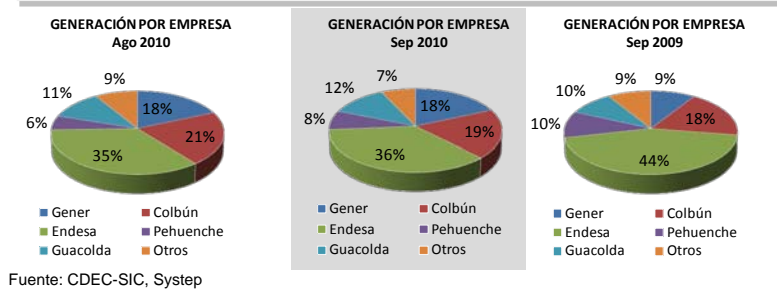
Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 16.626 MW (8.078 MW en calificación), con una inversión de 25.375 MMUS\$. En la Tabla 9 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo V se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

Tabla 9: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A.	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corrientes S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A.	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A.	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	Aprobado	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Tallinay	Eólica Tallinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A.	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa	AES GENER S.A.	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquesmar	108	224	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A.	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 16: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Resumen Empresas

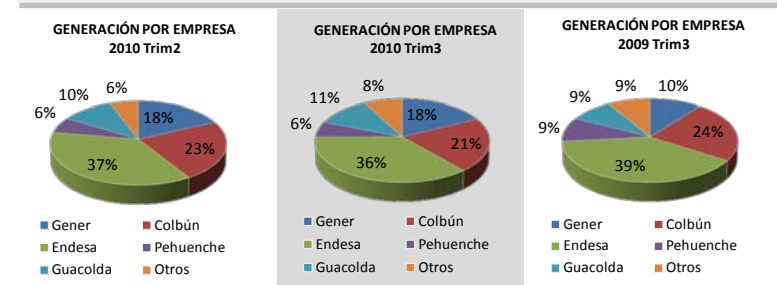
En el mercado eléctrico del SIC existen 5 agentes principales que aportan más del 80% de la producción de energía. Estas empresas son AES Gener, Colbún, Endesa, Pehuenche y Guacolda.

Al mes de septiembre de 2010, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 36% de la producción total de energía, seguido de Colbún (19%), Gener (18%), Guacolda (12%) y Pehuenche (8%).

En un análisis por empresa se observa que Gener, Colbún, Endesa, y Guacolda disminuyeron su producción en un 8,1%, 14,2%, 5,1% y 2,4% respectivamente en relación a agosto. Por otro lado sólo Pehuenche aumentó su producción para el mismo período en un 23,9%.

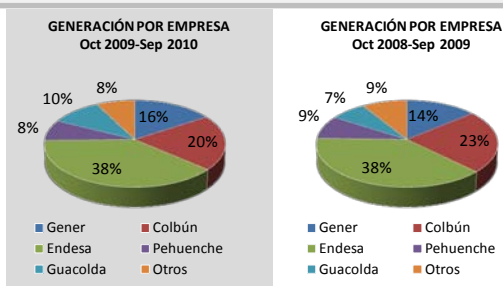
En las Figura 16 a Figura 18 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

Figura 17: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

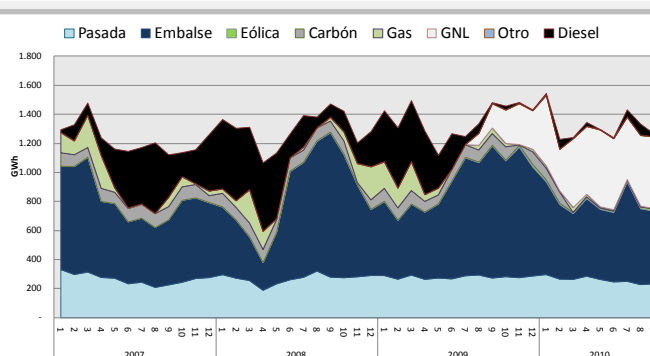


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

ENDESA

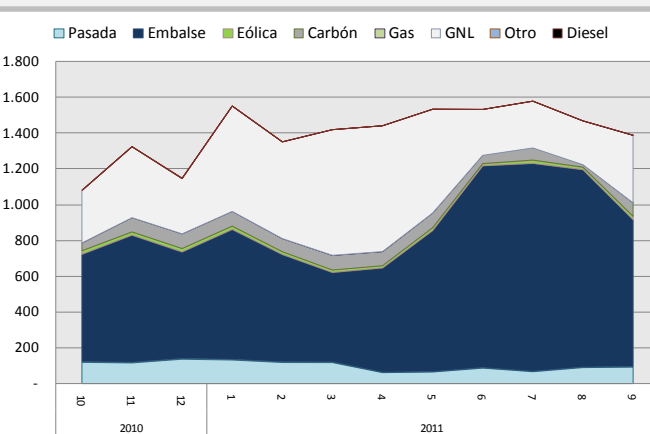
Analizando por fuente de generación, durante el mes de septiembre la producción utilizando centrales de embalse exhibe una disminución de 4,1% respecto al mes de agosto, con una baja de 45% en relación a septiembre de 2009. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presenta un alza de 2,2% respecto a agosto, con una disminución de 14,6% respecto a septiembre de 2009. La generación diesel presenta una baja de 76,1% respecto al mes de agosto, con un aumento de 261% respecto a septiembre del año anterior. Respecto a la generación a carbón, al igual que el mes anterior, y dados los daños de la central Bocamina producto del terremoto, es que no se presentó generación con este tipo de combustible. Finalmente, el aporte de las centrales a GNL presenta un alza de 1,4% respecto a agosto, y de un 196% respecto a septiembre de 2009.

Figura 19: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 20: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 10: Generación Endesa, mensual (GWh)

	Ago 2010	Sep 2010	Sep 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	228	233	273	2,2%	-14,6%
Embalse	524	502	912	-4,1%	-45,0%
Gas	6	0	39	-100,0%	-100,0%
GNL	487	494	167	1,4%	196,0%
Carbón	0	0	81	0,0%	-100,0%
Diésel	76	18	5	-76,1%	261,0%
Eólico	12	18	4	51,3%	379,6%
Total	1.333	1.265	1.481		

Fuente: CDEC-SIC, System

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Oct 2009-Sep 2010	Oct 2008-Sep 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.177	3.353	-5,3%
Embalse	7.275	7.496	-2,9%
Gas	141	1.106	-87,2%
GNL	4.920	249	1879,1%
Carbón	344	899	-61,7%
Diesel	291	2.731	-89,3%
Eólico	141	33	326,6%
Total	16.290	15.867	

Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 12: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2010 Trim2	2010 Trim3	2009 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	795	711	855	-16,8%	-10,6%
Embalse	1.500	1.713	2.503	-31,6%	14,2%
Gas	33	8	72	-88,8%	-75,9%
GNL	1.486	1.410	249	467,3%	-5,1%
Carbón	0	0	252	-100,0%	0,0%
Diesel	31	143	124	15,0%	359,5%
Eólico	33	45	10	328,0%	35,6%
Total	3.879	4.029	4.064		

Fuente: CDEC-SIC, System

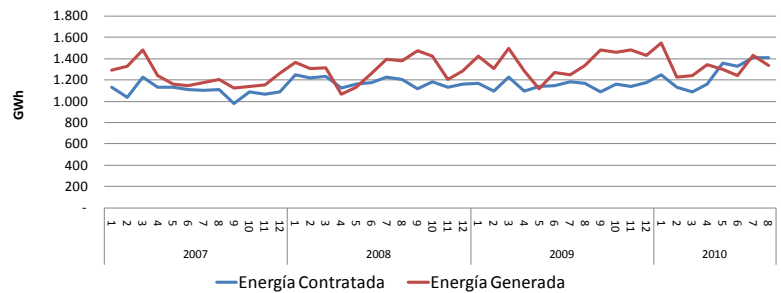
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante agosto de 2010 fue de 1.333 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.409 GWh; por tanto, realizó compras 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)

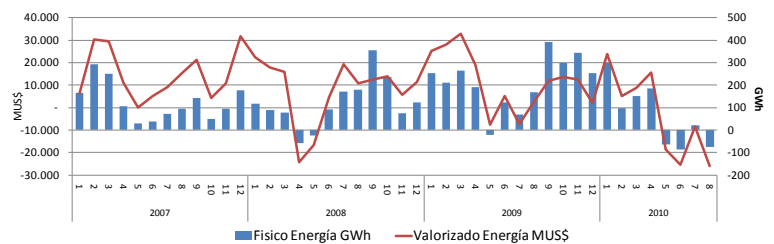


Fuente: CDEC-SIC, System

Transferencias de Energía

Durante el mes de agosto de 2010 las transferencias de energía de Endesa ascienden a -76,7 GWh, las que son valorizadas en -26,13 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, System

¹ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el *spot*.

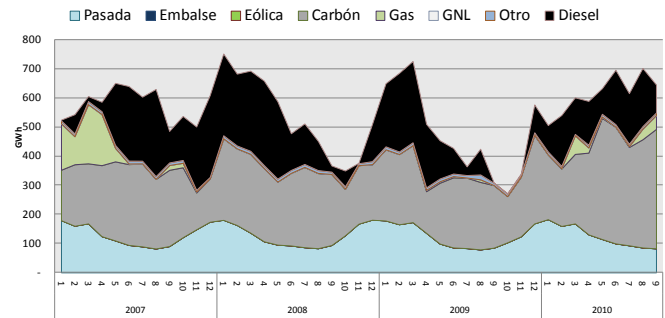
GENER

Analizando por fuente de generación, durante el mes de septiembre, la producción utilizando centrales a carbón exhibe un aumento de 10,4% respecto al mes de agosto, con un aumento de 91,2% en relación a septiembre de 2009. La generación en base a centrales de pasada muestra una baja de 3,3% respecto a agosto, con una disminución de 2,7% en relación al mismo mes del año 2009. Por su parte, las centrales diesel disminuyeron su generación en un 51,9% respecto al mes de agosto.

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

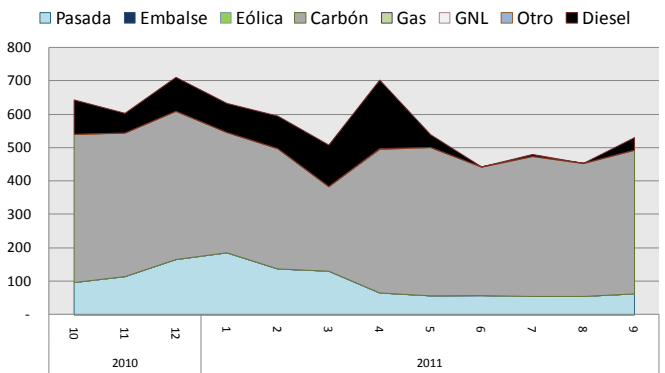
En la Figura 24 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 23: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 24: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 13: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Ago 2010	Sep 2010	Sep 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	85	82	84	-3,3%	-2,7%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	36	48	0	31,6%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	372	411	215	10,4%	91,2%
Diesel	200	96	0	-51,9%	34139,5%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	8	8	8	-4,5%	-2,6%
Total	701	644	307		

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

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

GENERACIÓN GENER			
	Oct 2009-Sep 2010	Oct 2008-Sep 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.503	1.550	-3,1%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	173	23	653,1%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	3.546	2.583	37,3%
Diesel	1.386	1.505	-7,9%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	97	114	-14,8%
Total	6.705	5.774	

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 15: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2010 Trim2	2010 Trim3	2009 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	342	259	245	5,7%	-24,4%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	22	86	9	844,7%	295,4%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.099	1.121	689	62,8%	2,0%
Diesel	425	470	118	296,8%	10,5%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	26	24	33	-26,9%	-8,1%
Total	1.915	1.960	1.094		

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

GENER

Generación Histórica vs Contratos

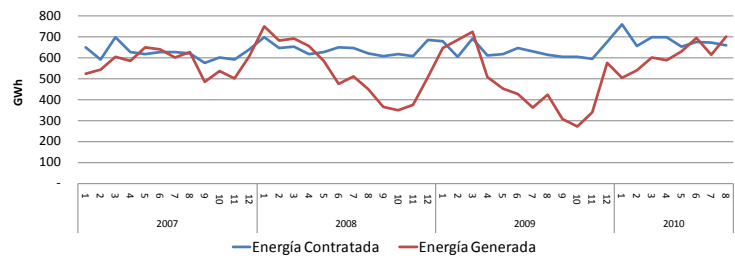
La generación real de energía para Gener durante agosto de 2010 fue de 701 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 659 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot.

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

Transferencias de Energía

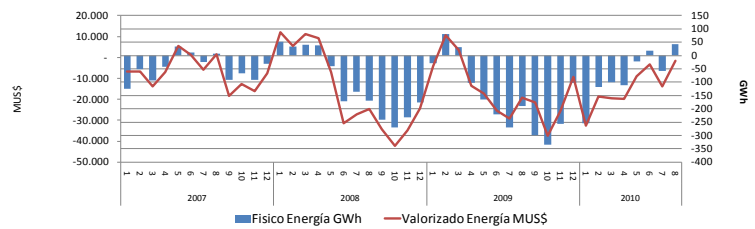
Durante el mes de agosto de 2010 las transferencias de energía de Gener ascienden a 42,1 GWh, las que son valorizadas en -1,68 MMUS\$. En la Figura 26 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.²

Figura 25: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 26: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

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

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, durante el mes de septiembre, la producción de las centrales de embalse exhibe un alza de 52,9% respecto al mes de agosto, con una reducción de 21,8% en relación a septiembre de 2009. La generación de centrales diesel presenta una baja de 46,4% respecto a agosto, con un alza de 194,3% respecto a septiembre de 2009. Por último, las centrales de pasada presentan un aumento en su aporte de un 25,1% respecto a agosto, y una baja de 18,8% respecto a septiembre de 2009. La generación con gas fue de 4 GWh durante el mes de septiembre de 2010, lo que representa una disminución de 65,8% respecto a septiembre de 2009.

En la Figura 28 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal. Se destaca el retraso para mediados del 2011 de la central Santa María de 343 MW, primera central a carbón de la empresa.

Tabla 16: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Ago 2010	Sep 2010	Sep 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	159	199	245	25,1%	-18,8%
Embalse	138	211	270	52,9%	-21,8%
Gas	0	4	13	0,0%	-65,8%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	494	265	90	-46,4%	194,3%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	791	679	617		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN COLBUN			
	Oct 2009-Sep 2010	Oct 2008-Sep 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.684	2.877	-6,7%
Embalse	3.029	3.244	-6,6%
Gas	319	276	15,7%
GNL	367	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	2.367	3.333	-29,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	8.766	9.730	

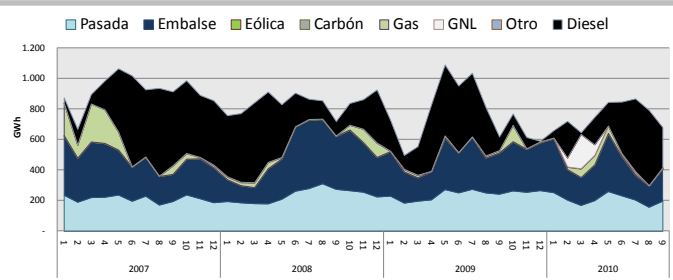
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 18: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2010 Trím2	2010 Trím3	2009 Trím3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	698	564	774	-27,2%	-19,3%
Embalse	870	510	839	-39,2%	-41,3%
Gas	124	13	24	-45,7%	-89,6%
GNL	69	13	0	0,0%	-81,3%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	675	1.237	827	49,7%	83,3%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.436	2.337	2.463		

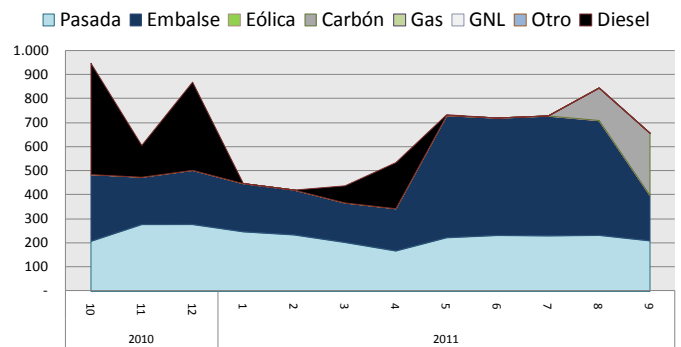
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 27: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 28: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

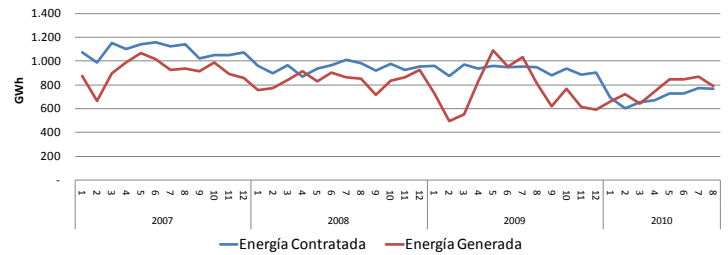
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante agosto de 2010 fue de 791 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 765 GWh; por tanto, tuvo que realizar ventas de energía a costo marginal en el mercado *spot*, por su carácter de excedentario.

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

Figura 29: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

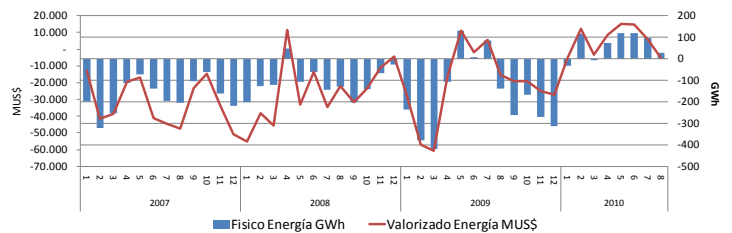


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Transferencias de Energía

Durante el mes de agosto de 2010, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 26 GWh, las que son valorizadas en -5,1 MMUS\$. En la Figura 30 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.³

Figura 30: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

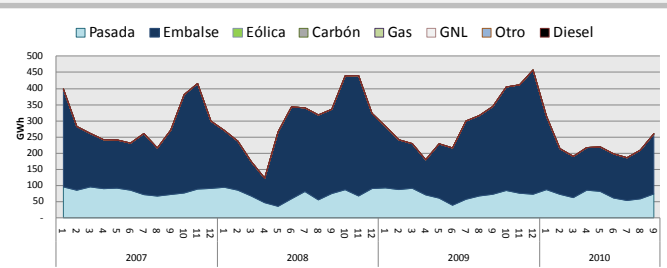
³ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el *spot*.

PEHUENCHE

Durante el mes de septiembre, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una alza de 23,4% respecto al mes de agosto, con una baja de 31,6% en relación a septiembre de 2009. De igual forma, la generación en base a centrales de pasada, muestra un aumento de 25,3% respecto a agosto, con un alza de 1,4% en relación a septiembre de 2009.

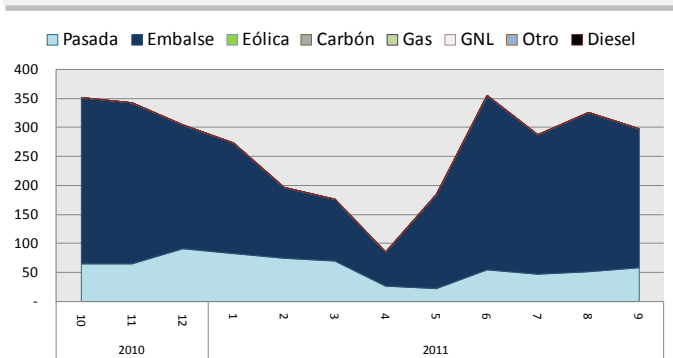
En la Figura 32 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 31: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 32: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 19: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Ago 2010	Sep 2010	Sep 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	60	75	74	25,3%	1,4%
Embalse	150	185	271	23,4%	-31,6%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	210	260	345		

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

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

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Oct 2009-Sep 2010	Oct 2008-Sep 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	886	900	-1,6%
Embalse	2.401	2.646	-9,3%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	3.286	3.546	

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 21: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2010 Trim2	2010 Trim3	2009 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	232	190	201	-5,7%	-18,3%
Embalse	403	466	760	-38,6%	15,6%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	636	656	962		

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

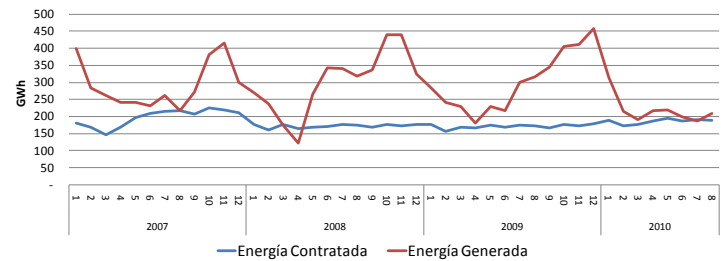
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante agosto de 2010 fue de 210 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 189 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)

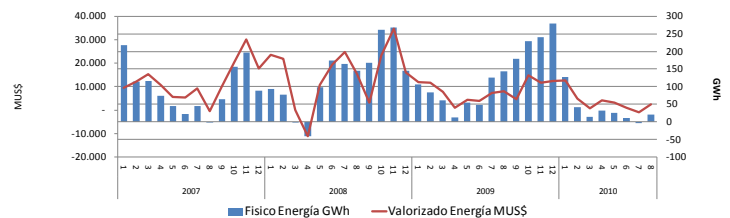


Fuente: CDEC-SIC, Systeem

Transferencias de Energía

Durante el mes de agosto de 2010 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 21,3 GWh, las que son valorizadas en 2,46 MMUS\$. En la Figura 34 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.⁴

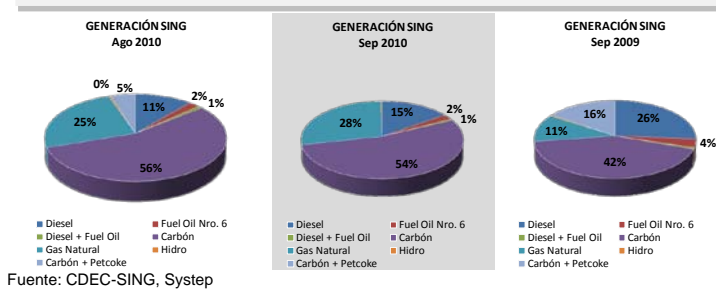
Figura 34: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, Systeem

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

Figura 35: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de septiembre de 2010 la generación de energía en el SING disminuyó en un 1,5% respecto a agosto, con un aumento de 1,3% respecto a septiembre de 2009.

Se observa que la generación diesel aumentó en un 32,5% con respecto a agosto, mientras que la generación a carbón disminuyó en un 4,8%. La generación con gas natural aumentó en un 11,0% respecto al mes pasado.

En la Figura 36 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2007. Se observa que en el pasado ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Durante el mes de septiembre del presente año el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 121 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa un aumento de 12% respecto al mes anterior.

La operación con diesel se ha mantenido en niveles altos a partir de 2007, situación que ha ido disminuyendo durante el año 2010. Adicionalmente, el reciente aumento de la participación del carbón en la generación permitió una disminución del costo marginal, como se observa en la Figura 36.

Figura 36: Generación histórica SING (GWh)

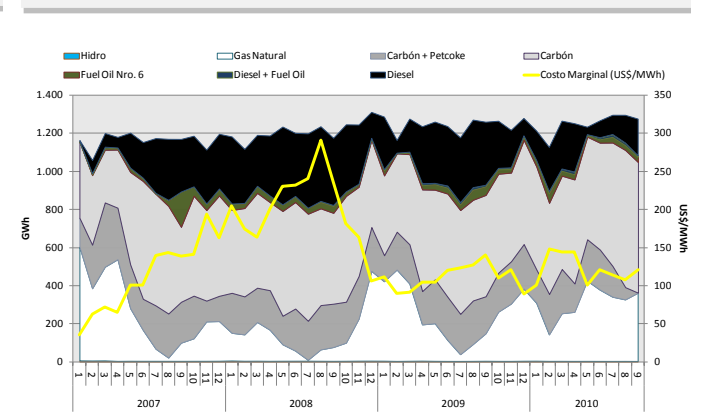


Figura 37: Generación histórica SING (%)

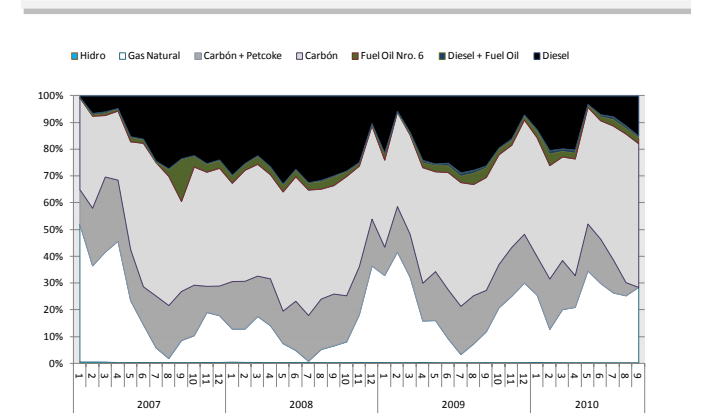
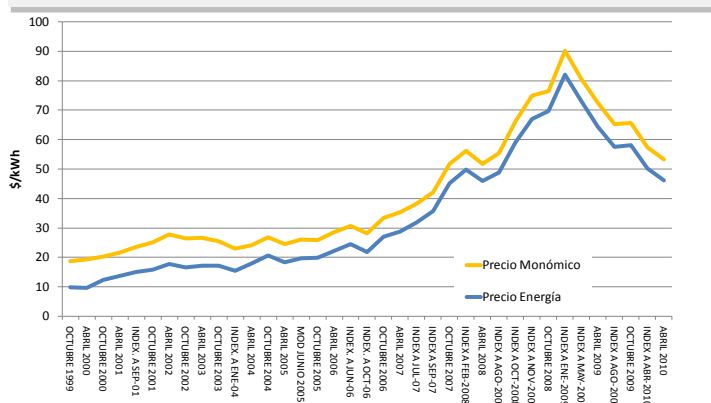
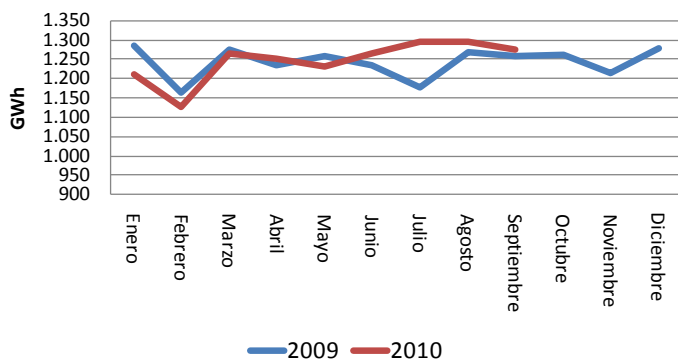


Figura 38: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Syste

Figura 39: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Syste

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

El día viernes 2 de julio fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en abril de 2010, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de mayo de 2010.

Los valores definidos por la autoridad son: 46,111 \$/kWh y 4.520,17 \$/kW/mes para el precio de la energía y el precio de la potencia en la barra Crucero 220, respectivamente, resultando un precio monómico de 53,33 \$/kWh. Este valor representa una disminución de 7% respecto a la última indexación del precio de nudo de octubre de 2009, realizada en el mes de abril de 2010.

Generación de Energía

En el mes de septiembre, la generación real del sistema fue de 1.274 GWh. Esto representa un aumento de 1,3% con respecto al mismo mes del 2009.

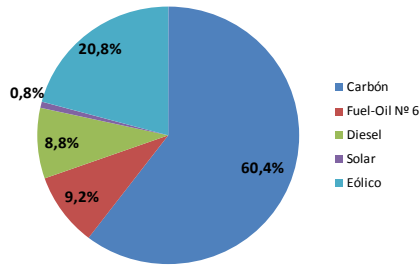
La generación acumulada a agosto del año 2010 es de 11.209 GWh, lo que comparado con los 11.150 GWh acumulados al mismo mes del año 2009, representa un aumento de 0,53%.

Tabla 22: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.420	2.750
Fuel-Oil Nº 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	18	80
Eólico	489	1.217
TOTAL	2.350	4.689
Aprobado	2.240	4.539
En Calificación	110	150
TOTAL	2.350	4.689

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 23 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta septiembre de 2010, considerando aquéllos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.350 MW (110 MW en calificación), con una inversión de 4.689 MMUS\$.

Tabla 23: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 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	Aprobado	Eólico	Base	II
Central Termoeléctrica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoeléctrica Parinacota	Termoeléctrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon Iñaki Segovia De Celaya	9	40	01-03-2010	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CALAMA SOLAR 1 S.A.	9	40	01-09-2009	Aprobado	Solar	Base	II
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spence S.A	9	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza	Compañía Minera Quebrada Blanca	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Eléctricos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Systep

Análisis Precios de Licitación SING

La Ley N°20.018, en su artículo 79-1, indica que las concesionarias de servicio público de distribución deberán licitar sus requerimientos de energía, contratando abastecimiento eléctrico al precio resultante en procesos de licitación. En este contexto, en 2009 se realizó un proceso de licitación para abastecer a clientes regulados del SING, en el cual las empresas generadoras ofrecieron suministro a un precio fijo, el cual se indexa en el tiempo de acuerdo a índices de precios de combustibles y el Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos (CPI).

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

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Sep-10	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2,300	89.99	98.48	2012

Precios de combustibles

En la Figura 41 se muestran los precios del gas natural argentino, diesel y carbón, obtenidos del resumen de precios de combustibles publicado por el CDEC-SING, calculados como el promedio de los precios informados por las empresas para sus distintas unidades de generación durante el mes anterior.

Figura 41: Valores informados por las Empresas

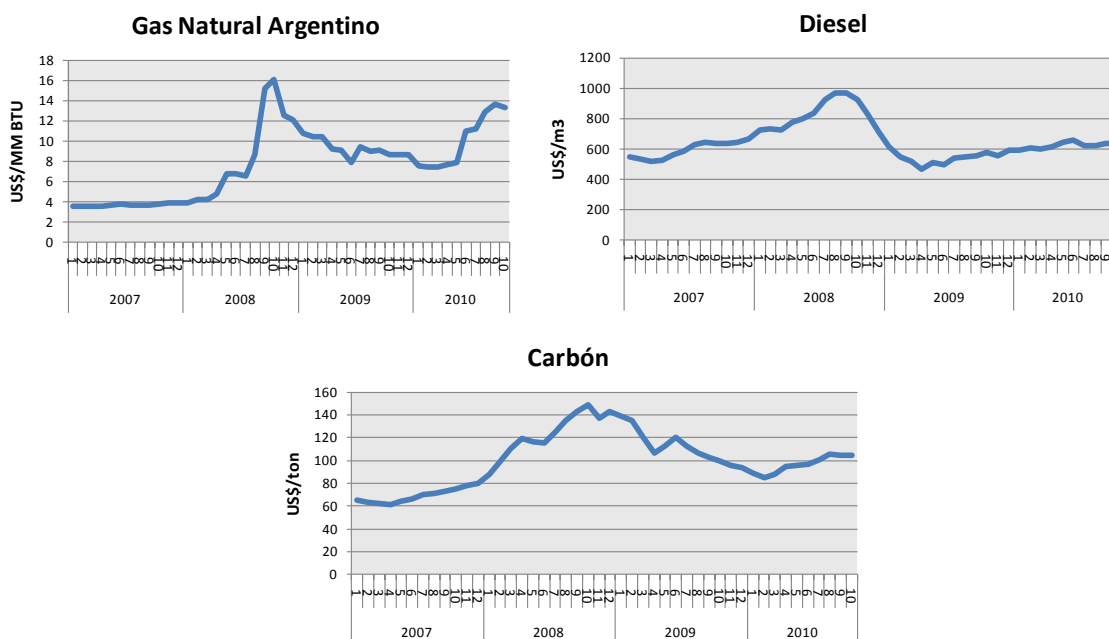


Tabla 25: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2007	2008	2009	2010
Enero	35	204	112	101
Febrero	63	174	90	148
Marzo	72	164	92	144
Abril	65	201	105	144
Mayo	101	230	105	101
Junio	101	232	120	121
Julio	140	241	123	114
Agosto	143	291	127	108
Septiembre	139	236	140	121
Octubre	141	181	110	-
Noviembre	194	164	121	-
Diciembre	163	106	89	-

Fuente: CDEC-SING, Systeem

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

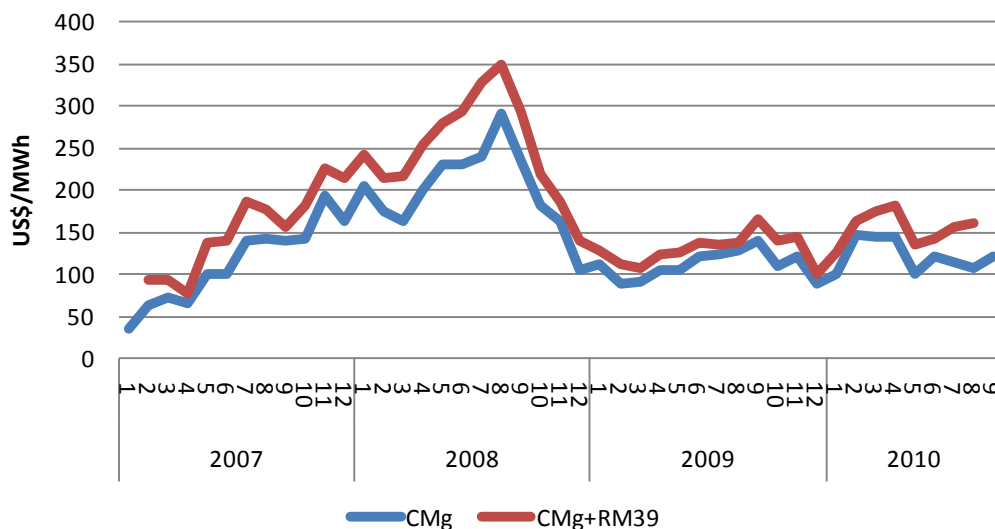
Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 2008 aumentaron los costos marginales significativamente. Posteriormente, esta tendencia se revirtió debido a la baja en el precio del petróleo diesel, no obstante se mantienen valores altos en comparación con años anteriores a la crisis del gas natural. Para el mes de septiembre, el costo marginal fue de 121 US\$/MWh, lo que representa una disminución de 13,9% respecto al mismo mes del año anterior y un aumento de 11,7% respecto al mes de agosto de 2010.

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

La Figura 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 agosto de 2010, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de agosto. 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 agosto, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 53,6 US\$/MWh.

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



Fuente: CDEC-SING, Systeem

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 1 de octubre de 2010 es de 64,258 \$/kWh, que representa un alza de 4,17% respecto al Precio Medio Base (61,683 \$/kWh) definido en la fijación de abril de 2010.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 26 muestra las obras de generación en construcción, según datos entregados por la CNE en el informe de precio nudo del mes de abril de 2010, junto con actualizaciones del CDEC.

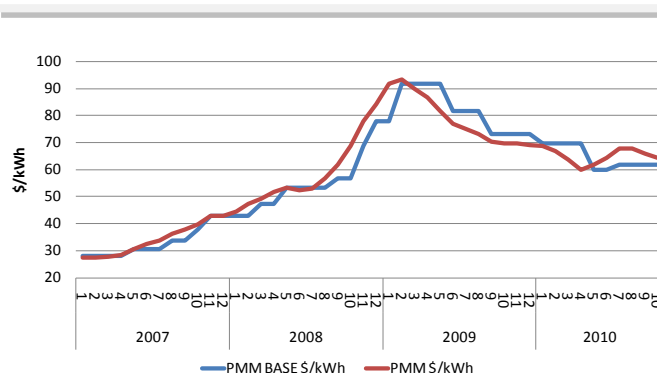
En total se incorporarán 790 MW de potencia entre cuatro unidades a carbón, las que entrarán en funcionamiento en un horizonte de 2 años. Debido a este horizonte de tiempo en que ingresarán las centrales en construcción se espera que continúen las dificultades de operación en el SING, dependiendo de unidades a petróleo y carbón por la falta de gas natural.

Unidades en Mantenimiento

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

- CTM1 (Mejillones): 166 MW entre octubre y diciembre.
- NTO1 (Norgener): 136 MW en octubre.
- NTO2 (Norgener): 141 MW en octubre y noviembre.
- TG1 (Tocopilla): 25 MW en noviembre y diciembre.
- TG 2 (Tocopilla): 25 MW en diciembre.
- TG 3 (Tocopilla): 38 MW en diciembre.
- U14 (Tocopilla): 136 MW en octubre.
- U15 (Tocopilla): 132 MW en noviembre y diciembre.

Figura 43: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, SysteP

Tabla 26: Futuras centrales generadoras en el SING

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

Fuente: CNE, CDEC-SING

Resumen Empresas

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

Al mes de septiembre de 2010, el actor más importante del mercado es Electroandina, con un 31% de la producción total de energía, seguido por GasAtacama y E-CL con un 26% y 17%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que GasAtacama aumentó su producción en un 12,8% en relación a agosto de 2010. Por su parte E-CL, Norgener, Electroandina y Celta vieron para el mismo período disminuida su producción en un 22,3%, 4,9%, 2,6% y 2,0%, respectivamente. AES Gener por su parte volvió a inyectar energía en el sistema, luego que durante el mes de agosto no generó. 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 agosto de 2010. Se observa que el mayor cambio con respecto al mes anterior se da en E-CL, la cual cambió su condición de deficitaria a excedentaria respecto al mes anterior.

Figura 44: Energía generada por empresa, mensual

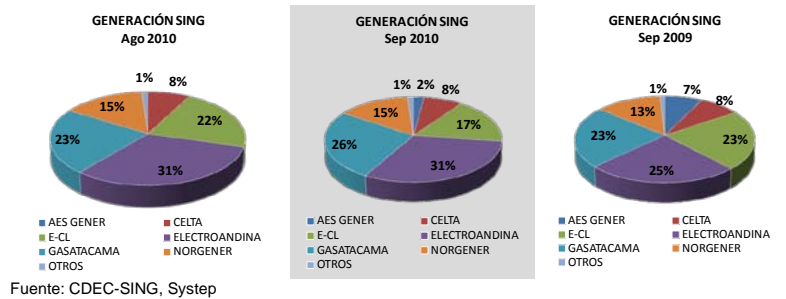
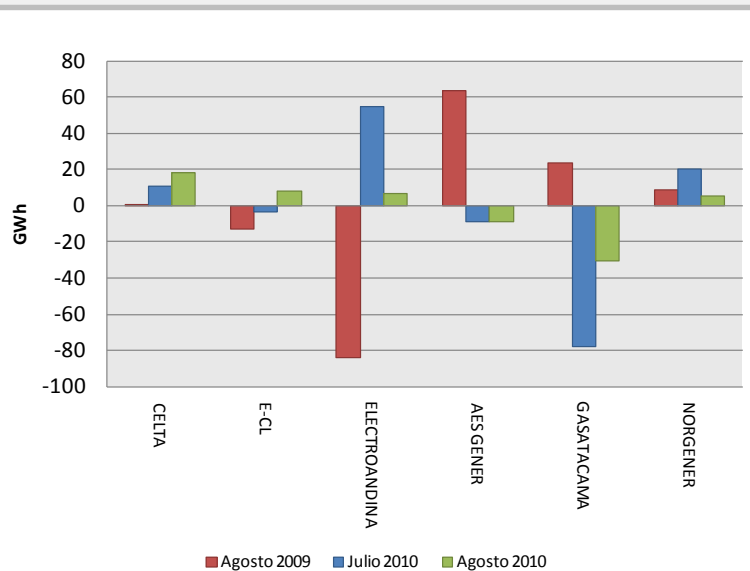


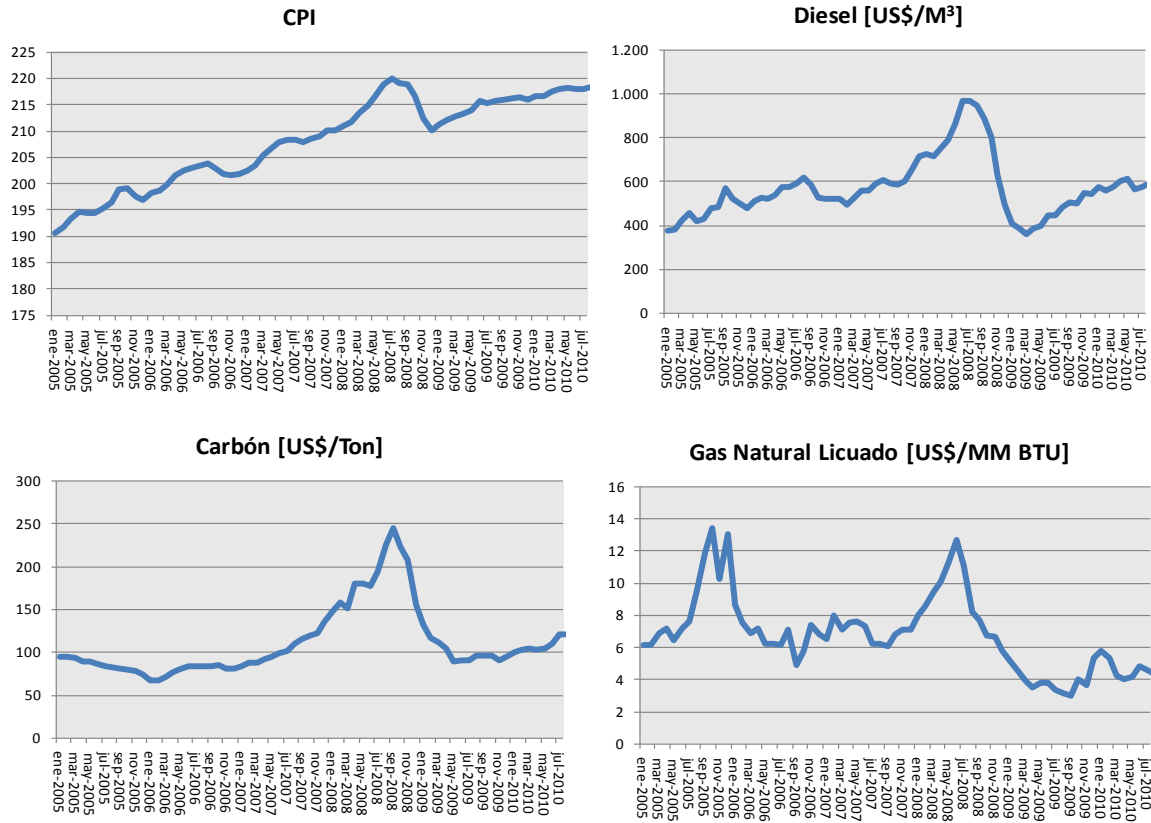
Figura 45: Transferencias de energía por empresa, mensual



ANEXOS

Índice Precio de Combustibles

Figura I-I: Índice Precio de Combustibles



Fuente:

<http://data.bls.gov/> (<http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>) (U.S. All items, 1982-84=100 - CUUR0000SA0)

Henry Hub Spot (http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip)

Petróleo diesel grado B (http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip)

Carbón Térmico Eq. 7.000 KCAL/KG (http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip)

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Sept-10 Barra Suministro	Indexado Sept-10 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	81,6	81,0	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	81,2	80,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	81,5	81,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	139,6	139,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	140,4	140,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	141,3	141,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	142,9	142,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	143,7	143,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	144,5	144,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	144,9	144,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	144,9	144,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	144,9	144,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	144,9	144,9	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	105,5	105,5	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	93,9	93,9	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	68,5	67,1	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	165,3	154,4	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	152,5	148,5	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	152,5	148,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	78,8	77,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	165,3	154,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	165,3	154,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	165,3	154,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	165,3	154,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	165,3	154,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	165,3	154,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	165,3	154,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	165,3	154,4	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	75,2	77,3	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	76,6	78,8	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	61,7	60,4	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	61,3	60,1	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	57,9	60,9	59,6	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	165,3	154,4	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	165,3	154,4	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	165,3	154,4	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	165,3	154,4	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	165,3	154,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,3	57,7	57,0	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	65,1	64,3	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	165,3	154,4	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	57,4	56,9	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	57,7	57,2	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	57,4	57,4	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	56,4	56,4	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	144,9	144,9	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	62,4	62,4	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	52,9	54,3	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	56,8	55,6	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	56,8	55,6	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	165,3	154,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	165,3	154,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	165,3	154,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	165,3	154,4	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	165,3	154,4	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	75,9	75,3	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	165,3	154,4	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	165,3	154,4	2010

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio US\$/MWh	Fórmula de Indexación							
				CPI	Coal	LNG	Diesel	CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,34	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Endesa	170	57,91	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Colbun	700	55,50	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Endesa	1.500	47,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Saesa	Colbun	1.500	53,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Colbun	582	54,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
EMEL	Endesa	877	55,56	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
EMEL	AES Gener	360	58,95	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
EMEL	AES Gener	770	52,49	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
Chilectra	Endesa	1.700	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Endesa	1.500	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Colbun	500	58,60	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	58,26	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	57,85	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	AES Gener	1.800	65,80	208,98	117,80	6,60	626,99	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	86,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,60	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,20	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	408	96,02	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	442	96,12	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Campanario	900	104,19	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	100	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	2.000	102,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	Endesa	660	102,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	100	110,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	175	92,80	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	98,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	99,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	100	99,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	99,92	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	200	101,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	102,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EPSA	75	105,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	106,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-

Fuente: Systep

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

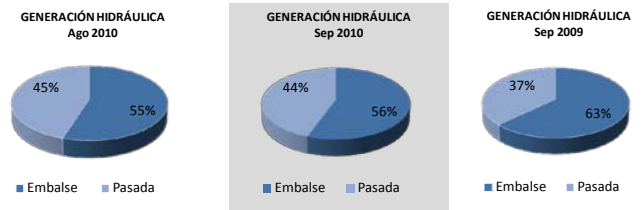
La generación en el SIC en el mes de septiembre, utilizando el recurso hídrico para la producción de la energía, muestra una variación de un -30,1% respecto al mismo mes del año anterior, de un 9,5% en comparación al mes recién pasado, y de un -5% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -38,2% respecto al mismo mes del año anterior, de un 10,6% en comparación al mes recién pasado, y de un -5,1% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -16,4% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 8% en comparación al mes recién pasado, y de un -5% en relación a los últimos 12 meses.

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

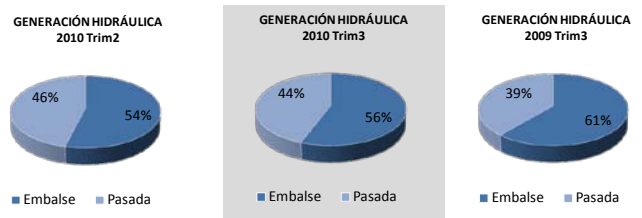
GENERACION HIDRÁULICA			
	Ago 2010	Sep 2010	Sep 2009
Embalse	812	898	1.453
Pasada	664	717	857
Total	1.476	1.615	2.310



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

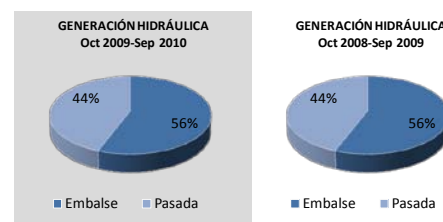
GENERACION HIDRÁULICA			
	2010 Trim2	2010 Trim3	2009 Trim3
Embalse	2.773	2.689	4.102
Pasada	2.365	2.125	2.585
Total	5.138	4.815	6.687



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

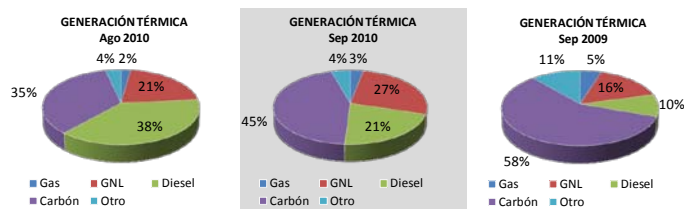
GENERACION HIDRÁULICA		
	Oct 2009-Sep 2010	Oct 2008-Sep 2009
Embalse	12.705	13.386
Pasada	10.033	10.559
Total	22.738	23.945



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

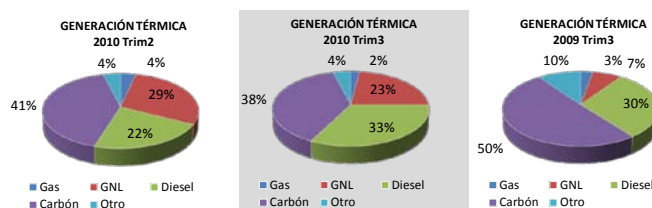
GENERACION TÉRMICA			
	Ago 2010	Sep 2010	Sep 2009
Gas	51	57	52
GNL	487	494	167
Diesel	874	395	101
Carbón	796	825	611
Otro	82	82	119
Total	2.291	1.853	1.049



Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

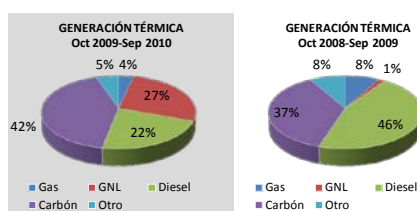
GENERACION TÉRMICA			
	2010 Trim2	2010 Trim3	2009 Trim3
Gas	192	125	106
GNL	1.556	1.423	249
Diesel	1.202	2.016	1.108
Carbón	2.210	2.374	1.867
Otro	216	252	370
Total	5.376	6.190	3.699



Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

GENERACION TÉRMICA		
	Oct 2009-Sep 2010	Oct 2008-Sep 2009
Gas	689	1.409
GNL	5.287	249
Diesel	4.384	8.012
Carbón	8.150	6.435
Otro	1.022	1.480
Total	19.532	17.584



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de septiembre, muestra una variación de un 76,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un -19,1% en comparación al mes recién pasado, y de un 11,1% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas, se presentan con una variación en su aporte de un 10,2% respecto al mismo mes del año anterior, de un 11,9% en comparación al mes recién pasado, y de un -51,1% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, se presentan con una variación de 196% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un 1,4% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, se presentan con una variación de 290,4% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -54,8% 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 35% respecto al mismo mes del año anterior, de un 3,6% en comparación al mes recién pasado, y de un 26,7% 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 -30,9% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 0% en comparación al mes recién pasado, y de un -30,9% en relación a los últimos 12 meses.

RM 88

Tabla IV-I Resumen por empresas a agosto 2010 (\$)

EMPRESA	Total Saldo	
	Acumulado	Agosto-10
	\$	
CENELCA		-
PEHUENCHE	11.505.670.859	
COLBUN	58.620.606.508	
ENDESA	77.252.601.086	
SGA	2.552.916.771	
PUYEHUE	923.978.945	
GUACOLDA	9.270.926.943	
GENER	24.688.453.369	
ESSA	14.225.845.495	
IBENER	1.612.409.765	
ARAUCO	4.887.015.180	
CAMPANARIO	4.410.696.307	
ELEKTRAGEN	1.062.726.713	
NUEVA ENERGIA	352.008.795	
SC DEL MAIPO	61.294.335	
TECNORED	422.980.866	
POTENCIA CHILE	1.675.725.215	
PSEG		-
GESAN	11.549.667	
PACIFIC HYDRO	86.129.699	
LA HIGUERA	698.003.603	
HIDROMAULE	184.344.695	
ELECTRICA CENIZAS	51.712.796	
EPSA	145.277.745	
EL MANZANO	20.308.478	
LOS ESPINOS	337.689.057	
ENLASA	527.006.124	
CRISTORO	2.067.692	
PETROPOWER	1.101.986.383	
GAS SUR	19.195.274	
ORAF TI	217.226	
PANGUIPULLI	-	3.184.890
HIDROELEC		91.601
NORVIND	-	381.960
MONTE REDONDO	-	601.717
PACIFICO		12.593.896
TOTAL	216.719.862.522	

Fuente: CDEC-SIC, Syste p

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	Aprobado	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96	36	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90	41	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingenierías Seawind Sudamérica Ltda.	74	150	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
DI.A Parque Eólico El Pacífico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo FO 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	Ener-Renova	66	123	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Tene"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	VII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 6	Base	III
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pitmaiquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pitmaiquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Pinguenes	SW Business S.A.	50	82	22-01-2010	En Calificación	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48	108	17-06-2010	Aprobado	Eólico	Base	IX
Centrales Hidroeléctricas Río Puelche	HYDROCHILE SA	50	140	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
DI.A MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Novind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VÑALES	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	Alberio Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica de Pasada Trapan Central Trapan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central de Energía Renovable No Convencional (ERN) Tagua Tagua	Consorcio Energético Nacional S.A.	35	95	18-08-2010	En Calificación	Biomasa	Base	VI
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
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 La Mina	Colbún S.A.	30,0	74	13-04-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Awas Calientes CHAguasCalientes	HYDROCHILE SA	24	80	15-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	38	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43	11-11-2009	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualdad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XV
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	XV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	20	50,0	09-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoquén	Hydroangol S.A.	19	45,0	02-06-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XV
Central de Pasada Cariltaquén-Malacahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Homopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Eléctrica Cerizas	Eléctrica Cerizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	II
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14	40	02-09-2009	Aprobado	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celulosa SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Tero"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmer - Coirentoso	Hydroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Butamala, Región del Bio-Bio CH Butamala (e-seia)	RPI Chile Energías Renovables S.A.	11	25	24-10-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	-	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pelohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hydroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica Piruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco, Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SC	II
MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPL CH Cayuzupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6	15	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Colbún S.A.	6	12	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SC	VII
Central de Pasada Tacura	Mario García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hydroaustral S.A.	5,5	15	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hydroaustral S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DONGO	HIDROELECTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	South Pacific Corp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINICENTRAL HIDROELECTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Central Hidroeléctrica Río Husco	Hidroeléctrica Río Husco S.A.	4,3	9	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	II
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totorillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4	10-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Central Hidroeléctrica Malarauco	Hidroeléctrica Malarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao	Hydroensur S.A.	7,5	3,2	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII

System Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

Director

hprudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout

Gerente General

smocarquer@systep.cl

Jorge Moreno De La Carrera

Gerente de Estudios

jmoreno@systep.cl

Juan Pablo Diaz Vera

Ingeniero Senior

[jpdiaz@systep.cl](mailto:jp Diaz@systep.cl)

Oscar Álamos Guzmán

Ingeniero de Estudios

oalamos@systep.cl

Pablo Lecaros Vargas

Ingeniero de Estudios

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.

