



Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Abril 2011

Contenido

Editorial	2
SIC	7
Análisis General	8
Análisis Precio de Licitación	11
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	12
Estado de los Embalses	13
Análisis Precios de los Combustibles	14
Análisis Precios Spot	13
Análisis Precio Medio de Mercado	14
RM 88	14
Análisis Parque Generador	17
Resumen Empresas	19
SING	30
Análisis General	31
Análisis Precio de Licitación	33
Análisis Precios de los Combustibles	34
Análisis Precios Spot	35
Análisis Precio Medio de Mercado	36
Análisis Parque Generador	36
Resumen Empresas	37
ANEXOS	38
Índice Precio de Combustibles	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
RM88	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

Cuentas de la luz bajarán sobre 10% en primer semestre de 2012. (La Tercera, 11/04/11)

Golborne pide a Piñera ofensiva para enfrentar rechazo a energía nuclear y termoeléctricas. (La Tercera, 08/04/11)

Sempra compra 100% de Chilquinta. (El Mercurio, 08/04/11)

Codelco adjudica a Gener contrato eléctrico en el norte. (El Mercurio, 06/04/11)

Golborne: "Aún en un año seco, el 2012 debiéramos poder abordarlo sin ningún problema". (Reuters, 31/03/11)

Gener logra destrabar hidroeléctricas por 530 MW en pleno Cajón del Maipo. (El Mercurio, 30/03/11)

Golborne da respaldo al carbón y se abre a cambios normativos para reducir costos de energía y elevar competencia. (La Tercera, 30/03/11)

Gobierno anuncia que este año el horario de invierno durará sólo tres meses y medio. (La Tercera, 29/03/11)

GasAtacama negocia traer de Estados Unidos gas más barato hacia 2015. (El Mercurio, 25/03/11)

Termoeléctricas deciden no ir a licitación de distribuidoras por el bajo precio fijado. (Diario Financiero, 25/03/11)

Eléctricas informan retraso de centrales por más de 1.000 MW. (El Mercurio, 24/03/11)

Escondida termina anticipadamente contrato con GNL Mejillones y pone en peligro el futuro del proyecto. (El Mercurio, 24/03/11)

Más del 50% de generación de respaldo en riesgo por fin de ley que permite recuperar impuestos. (La Tercera, 21/03/11)

Energía Austral apuesta a construir tendido eléctrico junto al de HidroAysén. (El Mercurio, 17/03/11)

Gobierno continuará agenda relacionada con energía nuclear tras desastre en Japón. (Diario Financiero, 15/03/11)

Cuentas de luz subirán 4% en próximos seis meses por reliquidación de tarifas. (La Tercera, 14/03/11)

Editorial

Desafíos para el desarrollo del país

En esta editorial se analizan algunos desafíos que presenta el sistema eléctrico chileno en el corto y largo plazo, con una revisión de aspectos de la política energética del país, análisis basado en tres puntos que son centrales al problema: i) Chile crece y necesita energía económica y segura para sustentar su crecimiento; ii) las alternativas son finitas, conocidas y no son mágicas; iii) se debe actuar ahora para dar solución a las dificultades que se enfrentan.

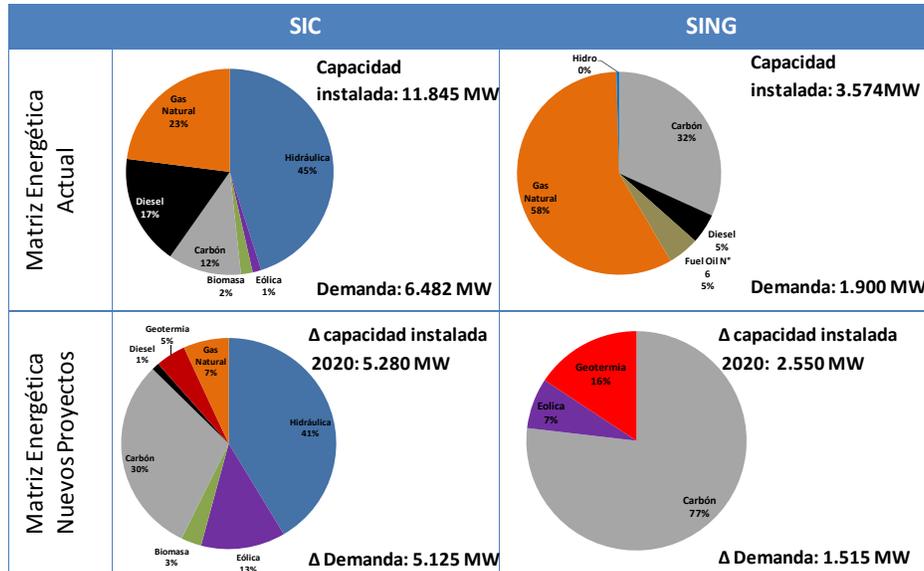
El problema energético es una realidad

Chile se ha planteado ambiciosas metas de crecimiento económico para las próximas décadas, que en esta etapa de desarrollo, estarán asociadas a también altas tasas de crecimiento energético y eléctrico. Si bien en el largo plazo este crecimiento llegará a una meseta, situación en la que se encuentra el mundo desarrollado, con tasas bajas de crecimiento, incluso nulas, nos queda aún mucho por recorrer y requeriremos en el futuro mediano de altos niveles de inversión en infraestructura eléctrica. Ese futuro exige que nuestro país madure una visión de Estado de largo plazo de su matriz energética, visión apoyada en una realidad limitada de recursos energéticos propios y de desarrollos tecnológicos concretos de suministro.

En un periodo en el que enfrentamos reales problemas energéticos, se cuestiona la existencia de esa visión de largo plazo. Efectivamente, en los últimos meses se han hecho evidentes problemas que enfrenta nuestro sistema eléctrico para lograr un abastecimiento seguro, confiable y a bajo costo. Los altos costos de la energía en el mercado spot (que finalmente son transferidos al consumidor final), los largos periodos de aprobación y concreción de inversiones en infraestructura eléctrica, y finalmente el surgimiento del fantasma del racionamiento que obligó a la autoridad a tomar medidas para evitarlo, son sólo algunos resultados de una política energética que se ha mostrado principalmente reactiva y cortoplacista, y que ha dado lugar a grandes cuestionamientos e inquietud ciudadana y empresarial sobre nuestro abastecimiento futuro. Central a esto es un aumento de la incertidumbre para el desarrollo de nuevos proyectos de generación, en particular en energía hidroeléctrica. Mientras la mini-hidro todavía lucha por superar las barreras que implican costosas conexiones a las redes de distribución y transmisión, las grandes centrales enfrentan extensos e ideologizados procesos de aprobación, que han ido reduciendo su relevante presencia histórica en la matriz, dejando su espacio a la generación termoeléctrica, alimentada por gas argentino, cuando este estuvo disponible, y a futuro con carbón. La Figura 1 ilustra los cambios en la matriz proyectados por la autoridad.

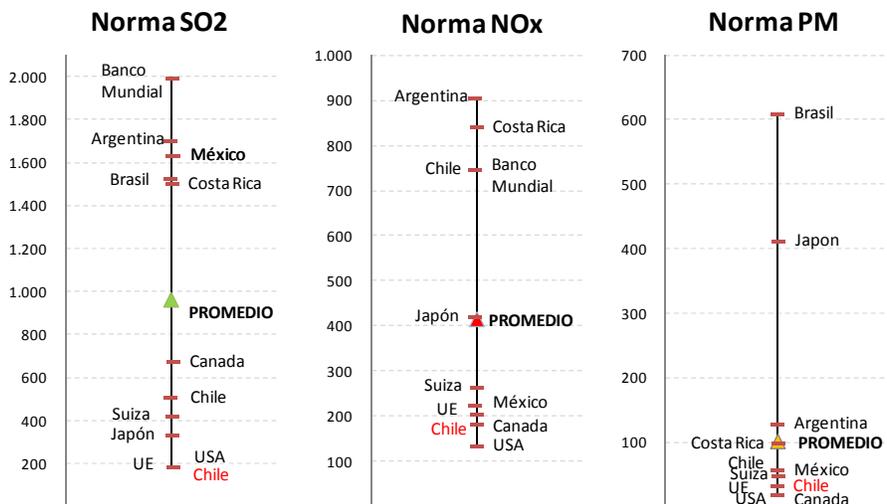
Esta tendencia térmica también está en cuestionamiento, con un rechazo organizado a la generación a carbón, con el caso emblemático de Barrancones, que fue abandonado luego de una intervención presidencial, pero que también se está manifestando en varios otros proyectos en desarrollo en el país. El rechazo finalmente se ha extendido a la energía nuclear, más ahora luego de ocurrida la emergencia nuclear en Japón, y que el país estaba considerando seriamente como una alternativa para controlar sus crecientes emisiones de gases de efectos invernadero.

Figura 1: Matriz energética del sistema eléctrico chileno (Fuente: Informe Técnico de Precios de Nudo, Octubre 2010, CNE)



El rechazo de varios grupos de interés a nueva generación termoeléctrica tiene lugar a pesar que el país asumió una exigente normativa que regula las emisiones locales de las generadoras termoeléctricas, con límites entre los más exigentes a nivel mundial (Figura 2).

Figura 2: Exigencias de emisión a generadoras termoeléctricas (Fuente: Conama, 2009)



Este rechazo de parte de la sociedad a nuevas centrales de generación térmica convencional, a pesar de esa nueva alta exigencia, tiene que ver en gran medida con una historia de localidades altamente contaminadas por desarrollos industriales, situación que se teme pueda empeorar a futuro.

Una nueva arista de tipo ambiental que ha cobrado importancia en el desarrollo energético a nivel mundial, y extendiéndose a Chile en particular, es la del cambio climático y del desarrollo sustentable, que permita satisfacer las necesidades actuales de la población sin afectar la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer las suyas. Las emisiones de gases de efecto invernadero, que se originan en gran medida por la generación eléctrica en base a combustibles fósiles, surgen como una nueva preocupación del mundo en desarrollo, en cuanto sus exportaciones al mundo desarrollado. En efecto, en los países de Europa y en Estados Unidos, se ha discutido la aplicación de exigencias a las exportaciones de países en vías de desarrollo, mediante la aplicación de impuestos a la huella de carbono de los productos o una limitación a ésta, para que los productos puedan ser comercializados en dichos países, reduciendo la competitividad de aquellos productos con una mayor huella de carbono. Como dato, si bien en términos absolutos las emisiones de CO₂ de nuestro país no son relevantes (0,2% a nivel mundial al año 2007), al calcular las emisiones per cápita se observa que Chile se encuentra en los países con mayor índice per cápita de la región.

Soluciones imperfectas

Chile ha debido buscar ajustar su marco regulatorio para enfrentar algunos de los desafíos indicados. Esto se ha dificultado, porque además ha debido responder a condiciones de shocks frecuentes como periodos de sequía (la más seria la del periodo 1998-1999 y la más reciente del 2010-2011) y a shocks anormales como los abruptos cortes de gas natural argentino a partir del año 2004.

Un primer ajuste realizado por el país para hacer frente a los problemas de falta de inversión fueron modificaciones en la ley, con el objetivo de fomentar la competencia mediante mecanismos de mercado, tales como las licitaciones de energía a distribuidoras y la creación de esquemas de tarificación de la transmisión y de expansión centralizada de esta.

Dados los escenarios de suministros futuros inciertos, causados por los cortes de gas, contratos con distribuidoras sin renovar y el congelamiento de nuevas inversiones en generación, la autoridad incluyó en la Ley 20.018 ("Ley Corta II") esquemas de licitación para adjudicar la energía de los clientes sujetos a regulación de precios abastecidos por empresas distribuidoras. Con esta medida se pretendió solucionar tanto el problema de incertidumbre futura, al asegurar a la empresa adjudicada un consumo de energía estable en el tiempo, eliminar el problema de las empresas distribuidoras sin contrato y por último fomentar la aparición de nuevos actores y/o proyectos de generación para abastecer los requerimientos de las distribuidoras.

Sin embargo, y a pesar que el mecanismo de licitación de suministro se constituyó en una herramienta útil para dar solución a los problemas de inversión, la implementación de ésta no estuvo exenta de problemas por la rapidez con que los procesos de licitación se llevaron a cabo:

- En primer lugar, los procesos de licitación fueron concebidos en un período de crisis, por lo que fueron desarrollados con urgencia, generando barreras de tiempo para la participación de nuevos interesados.
- En segundo lugar, las fechas de inicio de suministro eran menores que los plazos de construcción de nuevas centrales, aumentando los riesgos para los generadores e incrementando los precios ofertados. Asimismo, se crearon barreras temporales incluso para los actores existentes, quienes debieron hacer uso de sus activos para respaldar las ofertas, sin existir espacio para el desarrollo de nuevos proyectos.
- En tercer lugar, los mecanismos de indexación de las licitaciones produjeron aumentos de los precios en forma no uniforme, debido a que los indexadores fueron elegidos por cada uno de los oferentes. A lo anterior se suma el hecho que para el tercer proceso de licitación se indexaron los contratos a costo marginal hasta 2012, lo que actualmente se traduce en altos precios de la energía.

El último hecho que grafica los problemas que han tenido los procesos de licitación es que en el cuarto proceso de licitación, terminado recientemente, no se adjudicó la totalidad de la energía generada debido a la falta de interés de los oferentes, a pesar que el precio techo debiera haber sido atractivo para compañías con generación térmica (92,037 US\$/MWh).

Por último, se desaprovechó una excelente oportunidad, con estas licitaciones, de haber incrementado la competencia en un mercado de generación altamente concentrado, donde si bien ha crecido el número de actores, se mantienen en esencia tres grandes actores.

La otra modificación realizada por la autoridad corresponde a la creación de un esquema de tarificación de la red de transmisión, lo cual se traduce en un sistema de planificación centralizada llevada a cabo mediante el desarrollo del Estudio de Transmisión Troncal. Si bien en el segundo estudio se han realizado mejoras, que apuntan a reconocer en mejor grado las incertidumbres en la expansión de la oferta, considerando tres escenarios posibles y un mayor horizonte de análisis, se mantienen limitaciones, como por ejemplo el hecho que las nuevas obras deberían ingresar a partir del año 2016, más allá del próximo estudio que se realizará en el 2014. No menor en el logro de un adecuado desarrollo de la transmisión son las serias dificultades que se enfrentan en la obtención de concesiones, permisos ambientales y de servidumbres, que provocan extensos retrasos en las obras.

Para enfrentar el tema del calentamiento global y reducir las emisiones de CO2 en la matriz de generación en el país, se aprobó la Ley N° 20.257 o “Ley ERNC”, que exige una cuota de participación de energías renovables no convencionales (ERNC), con una exigencia de un 10% ERNC de las energías comercializadas al 2024 (5% inicial el 2010, con aumento gradual a partir del 2015). Sin embargo, a pesar del avance de estas energías, han surgido voces que plantean acciones más agresivas, motivadas por el planteamiento del actual gobierno de su aspiración de que al año 2020 el 20% de la matriz eléctrica derive de las ERNC.

No existen soluciones mágicas

El desarrollo energético de Chile debe responder económicamente a un mix de tecnologías que resulte de evaluar en forma cuidadosa, responsable y sin discriminar las alternativas disponibles, cumpliendo las exigencias ambientales a nivel local y global. Sin embargo, esa visión no es necesariamente compartida por toda la sociedad y las diferencias se han exacerbado en el último tiempo. Han surgido voces que plantean que las ERNC, no obstante la variabilidad en su energía generada y sus altos costos de inversión, son alternativas factibles capaces de reemplazar las tecnologías convencionales, oponiéndose al desarrollo de estas últimas. No reconocen que estas ERNCs son a nivel mundial un complemento, más que bases de las matrices energéticas.

Efectivamente, las tecnologías factibles y actuales en generación para Chile se muestran en la Tabla 1, junto con el costo de desarrollo de estas tecnologías en el país

Tabla 1: Tecnologías de generación y sus costos en Chile

Tecnología	Costos de Inversión [US\$/kW]	Costos de Operación [US\$/MWh]	Factor de Planta Promedio [%]	Área Intervenida [Ha/MWh]	Emisiones de CO2 [Ton CO2/MWh]*	Costo de Desarrollo [US\$/MWh]**
Embalse	1.950	5	65%	3,3	0,00	38
Pasada	2.100	5	65%	1,5	0,00	41
Carbón	2.350	39	65%	0,3	0,83	79
Eólica	2.000	8	30%	16,7	0,00	96
GNL	750	91	65%	0,2	0,34	105
Diesel	720	218	65%	0,2	0,43	234
Geotérmica	3.550	2	85%	0,1	0,00	47
Nuclear	6.000	17	85%	0,2	0,00	89

* Ciclo de vida no está incluido

** No se incluyen costos de transmisión

No existen soluciones tecnológicas mágicas, las posibles soluciones son finitas y deben ser reales y factibles. Las tecnologías de generación que pueden considerarse como base económica del sistema corresponden a las hidráulicas (embalse y pasada) y carbón (ante la falta de un gas natural de precios competitivos). La generación complementaria corresponde a la energía eólica, gas natural licuado y diesel. Las fuentes consideradas como base económica corresponden a aquellas tecnologías utilizadas ampliamente hoy y que son parte importante del sistema. Las fuentes consideradas como complementarias son tecnologías disponibles hoy en día y que permiten apoyar al sistema, pero que no son económicas ó suficientes por sí mismas para abastecer la demanda. Por último, hay otras fuentes alternativas, como la geotérmica y la nuclear, que si bien no son una solución real hoy en día, podrán incorporarse en el futuro.

Rol del Estado

Cualquiera sea la estructura de nuestra matriz energética en el largo plazo (con la distribución que interese enfatizar de energías convencionales, ERNC, nuclear, etc.), es evidente que ésta estará condicionada por las decisiones que tome el Estado en la materia y las regulaciones que implemente para ello. Si bien nuestro marco regulatorio deja al mercado la elección de las tecnologías de desarrollo, no por ello el Estado debe relegarse a un rol observador, particularmente cuando percibe que hay problemas en el ámbito privado. No menor son las acciones del Estado en la educación de la población de las características reales (costos e impacto ambiental entre otros) de las alternativas energéticas. El desafío para el Estado es que se mantenga una política pública en energía que logre un equilibrio entre eficiencia económica, sustentabilidad ambiental y social, y seguridad de suministro.

En el corto plazo, es urgente que el Estado actúe para disminuir las incertidumbres que se enfrentan en las inversiones en infraestructura de generación y transmisión. Las reglas del juego no están claras, con dificultades para obtener permisos ambientales, judicialización y/o ideologización de las decisiones tomadas por la institucionalidad, largos períodos de tramitación de permisos para la construcción de líneas de transmisión, entre otros. El Estado debe mejorar las reglas existentes, y crear condiciones que faciliten las decisiones de los inversionistas, reduciendo riesgos y precios de la energía. Mecanismos de ordenamiento territorial y manejo de cuencas pueden ser útiles, en la medida que ayuden a los inversionistas a tomar decisiones, disminuyendo sus riesgos y fomentando la competencia y la construcción de nuevos proyectos, de los muchos que hay en carpeta y de otros nuevos.

SIC Sistema Interconectado Central

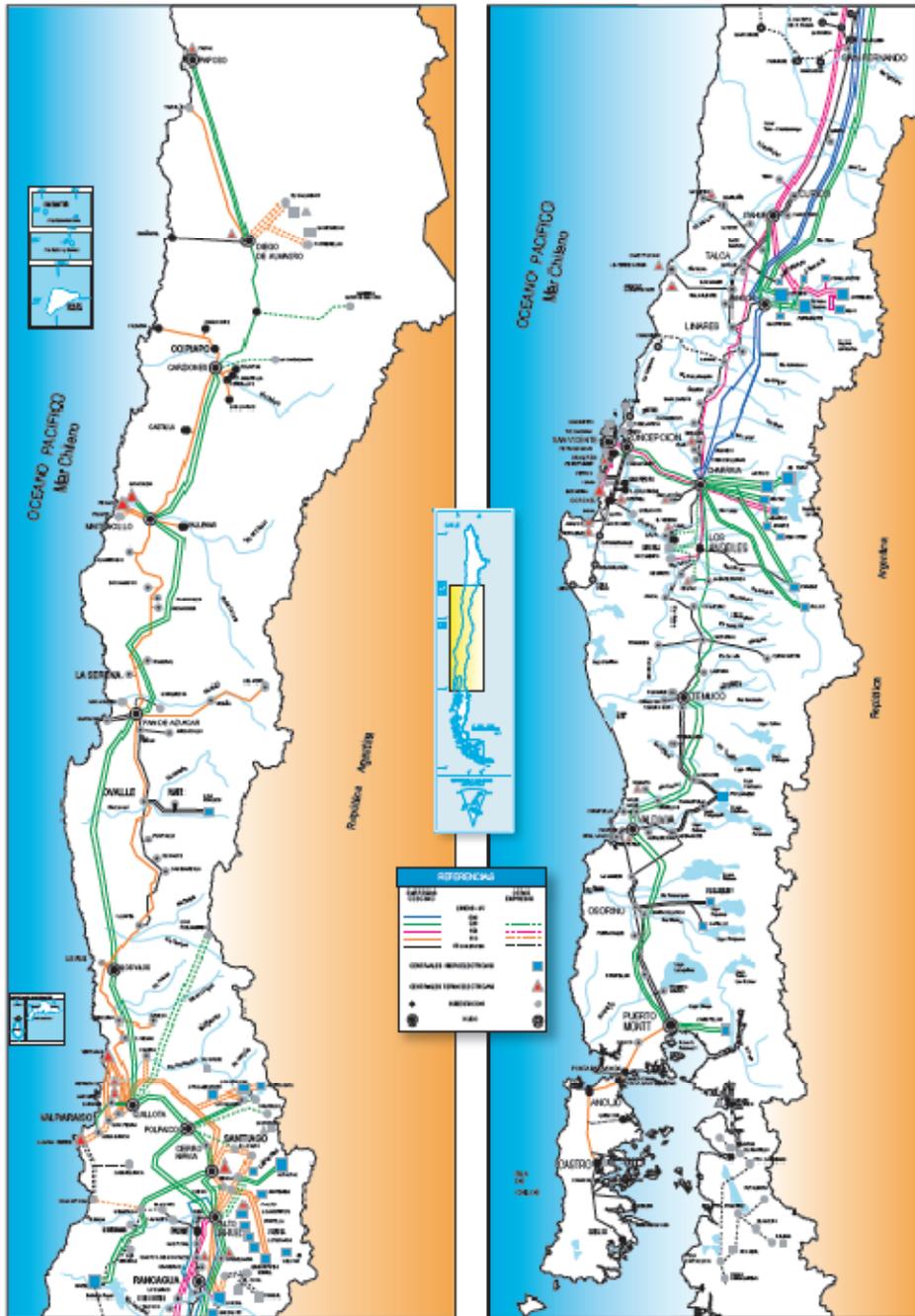
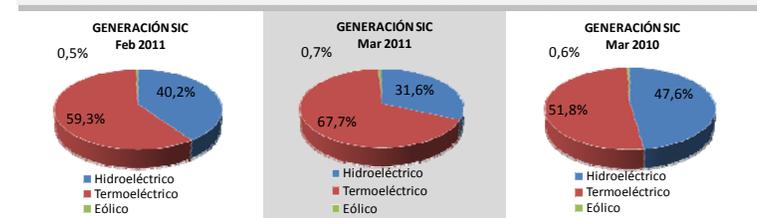
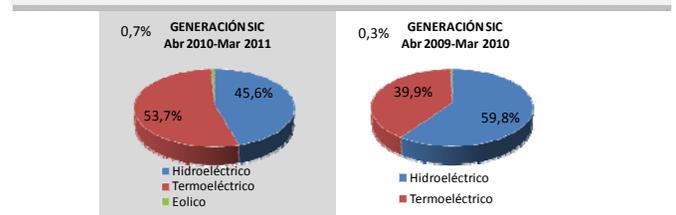


Figura 3: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systeyp

Figura 4: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systeyp

Análisis de Generación del SIC

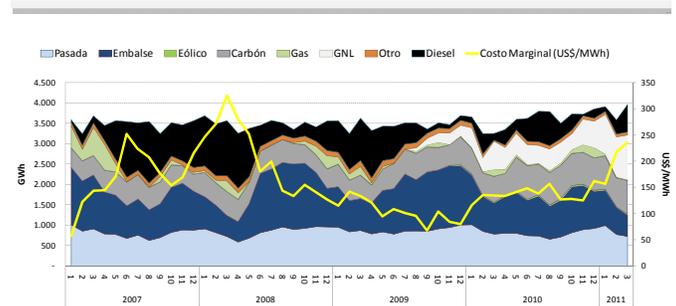
En términos generales, durante el mes de marzo de 2011 la generación de energía en el SIC aumentó en un 10,7% respecto a febrero, con un alza de 21,9% respecto a marzo de 2010. La fuerte alza que presenta la generación de energía a nivel anual se debe principalmente a que el mes de marzo de 2010 fue el que se vio más afectado por el terremoto ocurrido a fines del mes de febrero del año pasado.

La generación hidroeléctrica tuvo una baja de 13,2% respecto de febrero, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en 26,5%. De esta forma, sólo un 31,6% de la energía consumida en el SIC durante el mes de marzo de 2011 fue abastecida por centrales hidroeléctricas. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol menor en la matriz, con un total de energía generada para el mes de marzo de 28,56 GWh, correspondiente al 0,7% del total.

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de marzo el aporte de las centrales de embalse al sistema disminuyó en un 21,6% respecto a febrero, mientras que la generación de las centrales de pasada tuvo una baja de 5,9% en relación al mismo mes, ambos casos debidos a la fuerte sequía que afecta a la zona centro sur del país, sumado al efecto del DS26 que busca administrar los recursos existentes en los principales embalses del país. Por otra parte, la generación a gas natural experimentó una baja de un 22,7%, principalmente por el hecho que centrales como Nehuenco, San Isidro o Campanario dejan de utilizar gas natural durante marzo. Por su parte, la generación diesel presenta un alza de 96,2%, principalmente la operación de las centrales Nehuenco Diesel I y II de Colbún y las centrales Santa Lidia y Renca de Gener, mientras que la generación a carbón se incrementó en un 16,1% y la generación a GNL presentó un alza de 11,8%. Se destaca de la Figura 6, que la generación con GNL representa para el mes de marzo de 2011 un 27,8% de la matriz de energías del SIC, frente al 17,1% que representa el diesel y el 20,7% del carbón. Cabe destacar que las variaciones mensuales no consideran el hecho que el mes de febrero cuenta con 28 días.

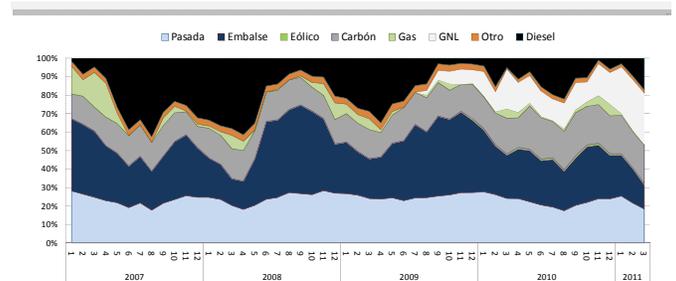
En la Figura 3 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Los costos marginales del SIC durante el mes de marzo llegaron a un valor promedio de 236 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 135 US\$/MWh de marzo de 2010 representa un alza de 74,9%.

Figura 5: Generación histórica SIC



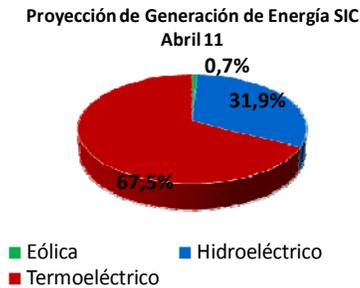
Fuente: CDEC-SIC, Systeyp

Figura 6: Generación histórica SIC (%)



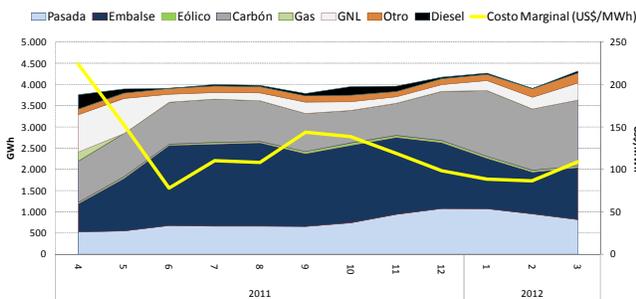
Fuente: CDEC-SIC, Systeyp

Figura 7: Proyección de Generación de Energía abril de 2011



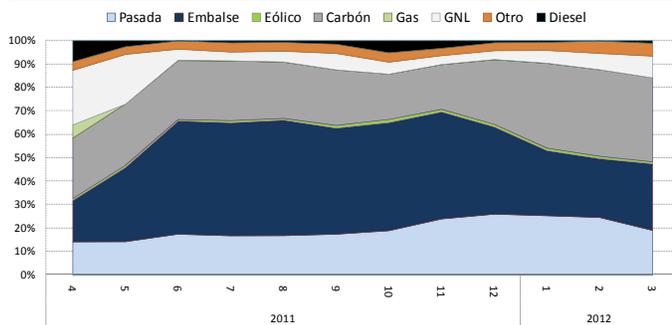
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 8: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 9: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de abril de 2011, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que sólo el 32% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas, manteniendo la tendencia de meses anteriores. Dado lo anterior es que no se vislumbra una reducción considerable en los costos marginales en el corto plazo.

La Figura 8 y Figura 9 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 fines de 2011.

Generación de Energía

Para el mes de marzo de 2011, la generación de energía experimentó un alza de 21,9% respecto del mismo mes de 2010, con un aumento de 10,7% respecto febrero. Cabe destacar que marzo de 2010 corresponde al mes que resultó más perjudicado por el terremoto que afectó a la zona centro-sur de nuestro país el pasado 27 de febrero, y por ello es la alta tasa de crecimiento que resulta del análisis anual.

Respecto a las expectativas para el año 2011, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 47.005 GWh, lo que comparado con los 43.177 GWh del año 2010 representaría un crecimiento anual para el año 2011 del 8,9%.

La Figura 11 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

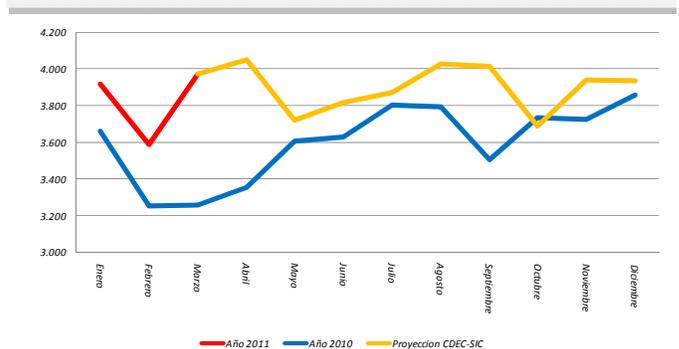
Precio de Nudo de Corto Plazo

El día 12 de febrero de 2011 fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en octubre de 2010, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2010.

Los valores definidos por la autoridad son: 47,254 \$/kWh y 4.438,80 \$/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 55,69 \$/kWh. Este valor representa un alza de 1% respecto a la última indexación del precio de nudo de abril de 2010, realizada en el mes de agosto de 2010.

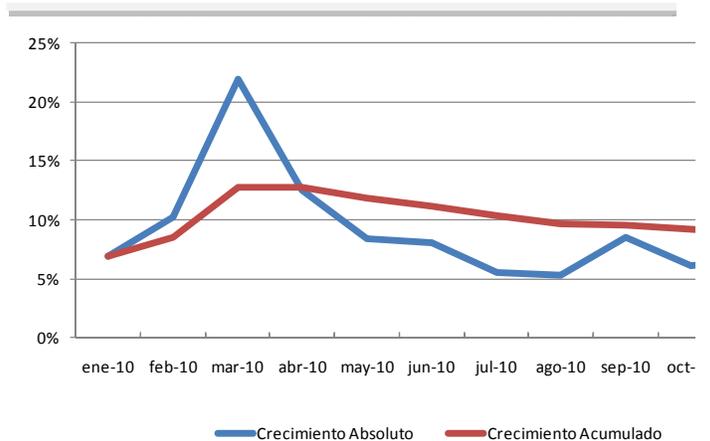
Es importante destacar que considerando el cálculo de la RM88, el valor del precio de nudo de la energía en la barra Alto Jahuel 220 llega a 55,427 \$/kWh.

Figura 10: Generación histórica de energía (GWh)



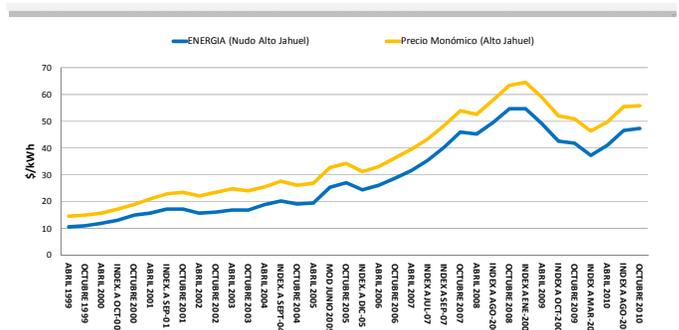
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 11: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 12: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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 2 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 2: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a marzo 2011)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	99,2	5.419
Campanario	136,4	1.750
Colbún	89,7	6.782
Endesa	76,5	12.825
Guacolda	83,4	900
EMELDA	133,7	200
EPSA	133,7	75
Monte Redondo	133,7	275
Precio Medio de Licitación		89,10

* 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 3 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 3: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a marzo 2011)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación	Precio Medio Reajustado	Precio Medio Reajustado	Energía Contratada
	US\$/MWh	(Barra de Suministro) US\$/MWh	(Barra de Quillota) US\$/MWh	
Chilectra	65,40	96,14	75,84	12.000
Chilquinta	119,08	85,40	85,40	2.567
EMEL	94,34	85,40	85,40	2.007
CGE	125,10	90,86	85,40	7.220
SAESA	88,39	84,49	85,40	4.432

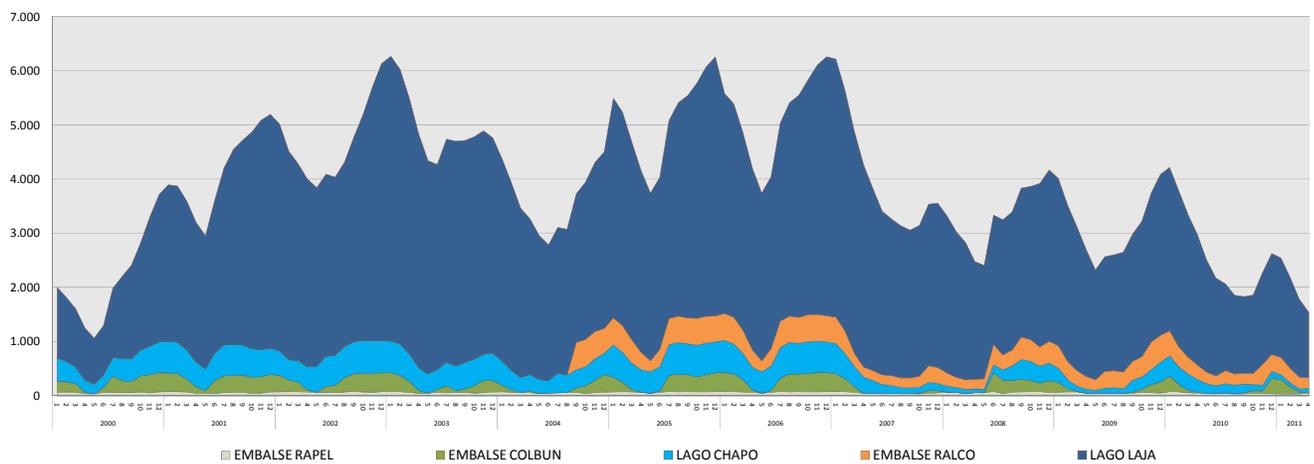
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a marzo 2011 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 81,34 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220.

Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de abril de 2011 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 1.546 GWh, lo que representa una baja de 13% respecto a lo registrado a comienzos del mes de marzo, y una disminución de 49% respecto a abril de 2010.

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 50% menor a la disponible en abril de 2010.

Figura 13: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 4: Comparación energía promedio almacenada mensual para comienzos de mes (GWh)

		Mar 2011	Abr 2011	Abr 2010
EMBALSE	COLBUN	30	11	24
	% de la capacidad máxima	8%	3%	7%
EMBALSE	RAPEL	39	52	43
	% de la capacidad máxima	46%	61%	51%
LAGUNA	LA INVERNADA	2	2	69
	% de la capacidad máxima	2%	2%	53%
LAGO	LAJA	1.437	1.204	2.403
	% de la capacidad máxima	27%	23%	46%
LAGO	CHAPO	60	82	235
	% de la capacidad máxima	9%	13%	37%
EMBALSE	RALCO	218	195	270
	% de la capacidad máxima	43%	38%	53%

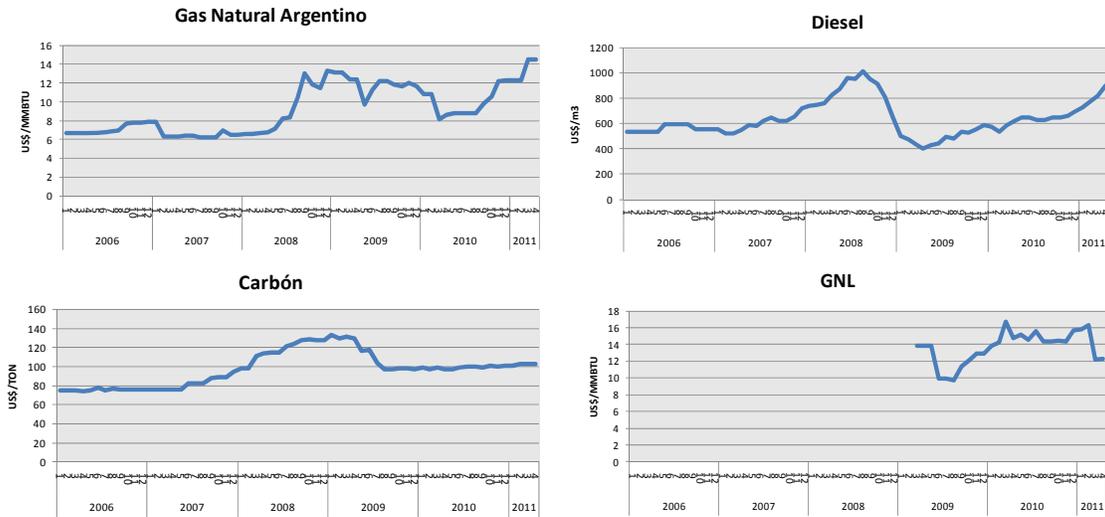
*Valores iniciales para cada mes

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Precios de combustibles

Las empresas generadoras informan al CDEC-SIC semanalmente los valores de los precios de los combustibles para sus unidades, cuya evolución se muestra en la Figura 14.

Figura 14: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

El complejo escenario que enfrenta el sistema eléctrico del país, caracterizado principalmente por la sequía que enfrenta la zona centro-sur, el alza en el precio de los combustibles internacionales y la estrechez del sistema, se ha visto reflejado en los precios del mercado spot.

Los costos marginales del SIC para el mes de marzo de 2011 presentan un alza de 8,4% respecto a los registrados en el mes de febrero, con un aumento de 74,9% respecto a lo observado en marzo de 2010.

Las principales alzas en los costos marginales del mes de marzo se ven marcadas por el requerimiento de unidades poco económicas para el sistema, dado el escenario de sequía que afecta a la zona centro sur del país, sumado al efecto del DS26 que busca administrar los recursos existentes en los principales embalses del país.

En la Tabla 6 y Figura 15 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos.

Tabla 5: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	57	247	115	116	157
Febrero	123	272	142	135	217
Marzo	144	325	134	135	236
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	128	
Noviembre	169	141	84,7	125	
Diciembre	215	127	80	163	

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 6: Costos marginales proyectados próximos 12 meses (US\$/MWh)

Año	Mes	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA
		SECA	MEDIA	HUMEDA
2011	4	223,5	224,0	224,0
-	5	224,2	152,9	110,8
-	6	238,6	77,8	56,6
-	7	203,2	110,1	61,1
-	8	222,5	108,6	65,3
-	9	198,3	143,9	98,1
-	10	195,8	138,7	79,0
-	11	173,3	119,2	88,4
-	12	171,7	98,5	69,3
2012	1	128,8	88,3	75,0
-	2	123,2	86,9	78,1
-	3	131,0	109,1	80,7

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

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



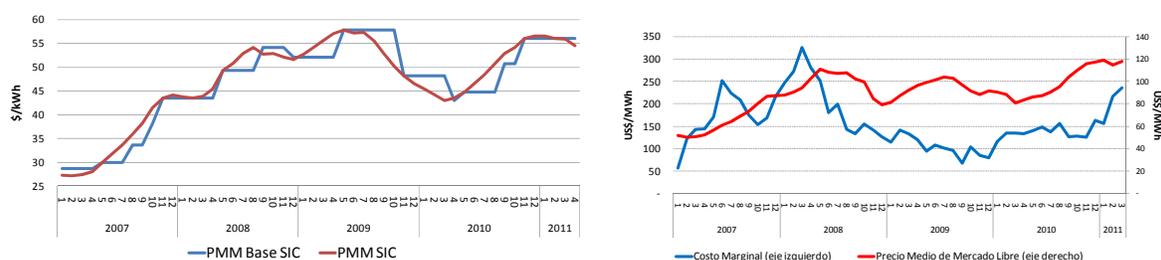
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado se determina con los precios medios de los contratos, tanto con clientes libres como regulados, 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 corto plazo de la energía para el Sistema Interconectado Central. (Fuente: CNE)

El precio medio de mercado vigente a partir del 01 de Abril de 2011 es de 54,51 \$/kWh, lo que representa una baja de 2,78% respecto al precio definido en la fijación de Octubre 2010 (56,07 \$/kWh).

Figura 16: 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 7 expone los resultados obtenidos para las principales empresas actualizados al mes de febrero de 2011.

Tabla 7: Saldo total de cuentas RM88 a febrero 2011

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	45.892
Gener	23.111
Colbún	34.818
Guacolda	5.504
Pehuenche	6.834

Fuente: CDEC-SIC

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 8 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para el período comprendido entre abril de 2011 y abril de 2012.

En total se espera la incorporación de 1.055 MW de potencia. 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 fines de 2011. Además, se destaca el ingreso de las centrales de pasada de Chacayes (111 MW en octubre de 2011) y Rucatayo (60 MW en marzo de 2012).

Unidades en Mantenición

El plan anual de mantenimiento programado del CDEC indica la salida de operación de las siguientes centrales para los próximos 3 meses.

- Antuco (U1 por 160 MW): 79 días en abril a junio.
- Pehuenche (U1 por 275 MW): 10 días en abril.
- Ralco (U1 por 340 MW): 9 días en abril.
- Pehuenche (U2 por 275 MW): 10 días en abril.
- Ralco (U2 por 340 MW): 9 días en abril.
- Alfalfal (U2 por 80 MW): 24 días en mayo y junio.
- Nehuenco (U1 por 350 MW): 9 días en junio.
- Currilique (86 MW): 5 días en junio.

Tabla 8: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Neta [MW]	Potencia Max. [MW]
Hidráulicas				
Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay	Pasada	abr-11	6
Guayacan	Energía Coyanco	Pasada	abr-11	10,4
Licán	Candelaria	Pasada	abr-11	17
Chacayes	Pacific Hydro	Pasada	oct-11	111
Rucatayo	Pilmaiquén	Pasada	mar-12	60
Térmica Tradicional				
Campanario IV CC	Southern Cross	Diesel	abr-11	60
Calle Calle	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	Diesel	abr-11	20
Bocamina 2	Endesa	Carbón	nov-11	342
Santa María	Colbún	Carbón	dic-11	343
Vifiales	Arauco	Cogeneración	nov-11	32
Otros Térmicos				
Lautaro	Comasa	Biomasa	abr-11	25
Los Colorados 2	KDM	Biogás	jul-11	9
Eólicas				
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		abr-11	20
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.055

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 9: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMU\$)
Hidráulica	6.087	8.448
Diesel	1.453	1.088
Eólico	1.835	3.858
GNL	879	527
Carbón	6.710	12.028
Otros	303	592
TOTAL	17.268	26.541
Aprobado	11.100	17.586
En Calificación	6.167	8.954
TOTAL	17.268	26.541

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 17: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

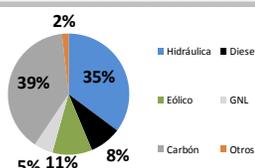


Tabla 10: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	Aprobado	Carbón	Base
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base
Central Hidroeléctrica Neltume	ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base

Fuente: SEIA, SysteP

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

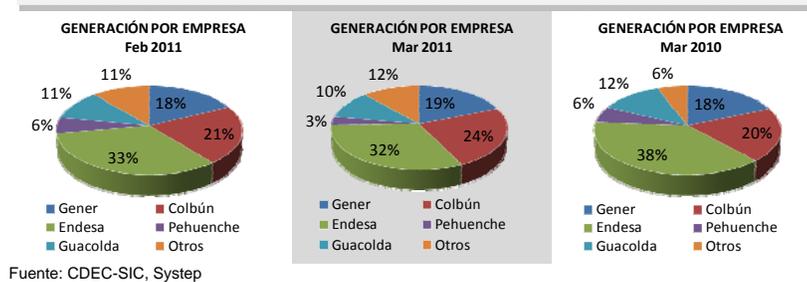
Los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental deben obligatoriamente someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En el caso de las centrales eléctricas, deben someterse a estudio todas aquéllas que superen los 3 MW.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 17.268 MW (6.167 MW en calificación), con una inversión de 26.541 MMUS\$.

Se destaca en éste mes el desistimiento del proyecto termoeléctrico a carbón Cruz Grande de CAP por 300 MW en la IV región, además del ingreso del proyecto eólico Parque Eólico La Cebada en la IV región por 48 MW.

En la Tabla 10 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.

Figura 18: Energía generada por empresa, mensual



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 marzo de 2011, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 32% de la producción total de energía, seguido de Colbún (24%), Gener (19%), Guacolda (11%) y Pehuenche (3%).

En un análisis por empresa se observa que Gener, Colbún, Endesa y Guacolda aumentaron su producción en 18,3%, 22,5%, 6,9% y 9,9% respectivamente en relación a febrero. Por su parte, Pehuenche disminuyó su producción en un 39,5%. Cabe destacar que las variaciones mensuales no consideran el hecho que el mes de febrero cuenta con 28 días.

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

Figura 19: Energía generada por empresa, agregada trimestral

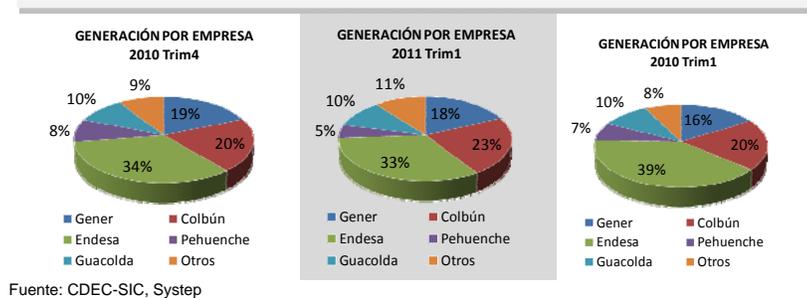
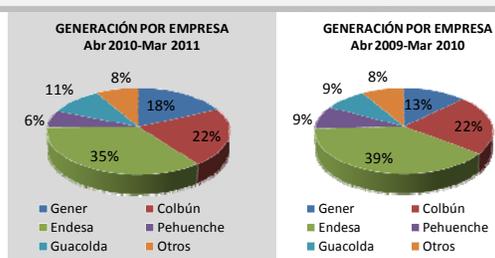


Figura 20: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



ENDESA

Analizando por fuente de generación, durante el mes de marzo la producción utilizando centrales de embalse exhibe una disminución de 2,6% respecto al mes de febrero, con una baja de 22,5% en relación a marzo de 2010, principalmente por la sequía que afecta a la zona centro sur del país, sumado al efecto del DS26 que busca administrar los recursos existentes en los principales embalses. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presenta una baja de 1,7% respecto a febrero, con una caída de 5,6% respecto a marzo de 2010. Respecto a la generación a carbón, se destaca que el nivel de generación de la central Bocamina alcanza niveles similares a lo que ocurría con anterioridad al terremoto de febrero de 2010. Finalmente, el aporte de las centrales a GNL presenta un aumento de 13,0% respecto a febrero, con un alza del 13,5% respecto a marzo de 2010, motivado principalmente por el fuerte aumento de las centrales San Isidro GNL I y II respecto al mes pasado. Igualmente se destaca el aumento del aporte de las centrales eólicas Canela I y II. Cabe destacar que las variaciones mensuales no consideran el hecho que el mes de febrero cuenta con 28 días.

Tabla 11: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Feb 2011	Mar 2011	Mar 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	253	249	264	-1,7%	-5,6%
Embalse	362	353	455	-2,6%	-22,5%
Gas	1	0	34	-100,0%	-100,0%
GNL	476	537	473	13,0%	13,5%
Carbón	76	91	0	19,7%	0,0%
Diésel	4	19	6	420,6%	207,2%
Eólico	8	12	8	46,3%	42,4%
Total	1.180	1.261	1.241		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Abr 2010-Mar 2011	Abr 2009-Mar 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.120	3.329	-6,3%
Embalse	6.198	8.215	-24,6%
Gas	48	269	-82,1%
GNL	5.509	2.272	142,5%
Carbón	313	805	-61,1%
Diésel	184	1.146	-84,0%
Eolico	153	80	91,2%
Total	15.526	16.116	

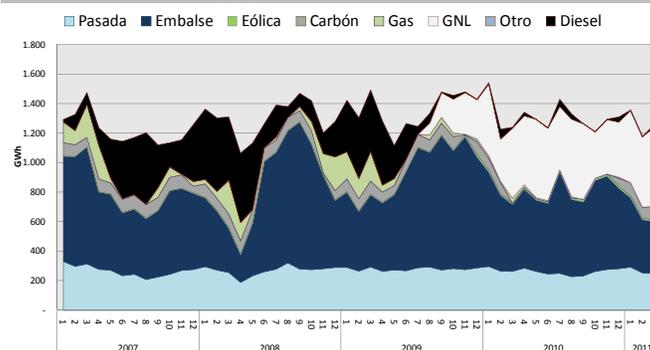
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 13: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2010 Trim4	2011 Trim1	2010 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	820	794	826	-3,8%	-3,1%
Embalse	1.800	1.186	1.610	-26,4%	-34,1%
Gas	6	1	56	-98,9%	-89,5%
GNL	1.055	1.501	1.246	20,4%	42,3%
Carbón	56	257	160	60,6%	362,8%
Diésel	40	27	83	-67,2%	-32,1%
Eólico	43	33	30	7,8%	-24,5%
Total	3.819	3.799	4.013		

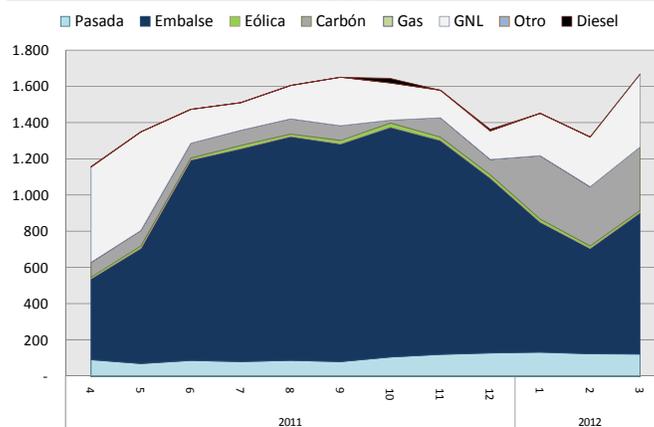
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 21: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 22: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

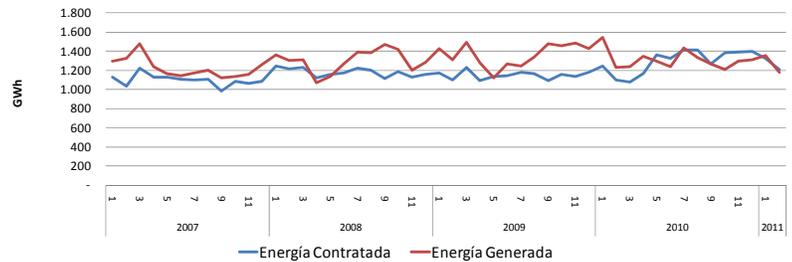
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante febrero de 2011 fue de 1.180 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.208 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot por su carácter de deficitario

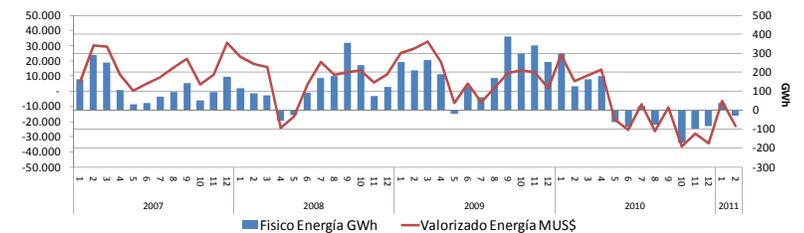
En la Figura 23 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

Figura 23: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 24: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, System

Transferencias de Energía

Durante el mes de febrero de 2011 las transferencias de energía de Endesa ascienden a -28,6 GWh, las que son valorizadas en -23,11 MMUS\$. En la Figura 24 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.¹

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 marzo la producción utilizando centrales a carbón exhibe un alza de 24,5% respecto al mes de febrero, con un aumento de 29,5% en relación a marzo de 2010. Tal situación se produce por el aumento de la producción de la central Ventanas I. La generación en base a centrales de pasada muestra una baja de 1,8% respecto a febrero, con una disminución de 22,4% en relación a marzo del año 2010, principalmente por un menor aporte de la central Alfalfal. Por su parte, las centrales diesel presentan un alza de 134,7% respecto al mes recién pasado, dada la producción de las centrales Santa Lidia y Renca que viene a reemplazar a la generación hidráulica no disponible por la sequía y la aplicación del Decreto de Racionamiento. Cabe destacar que las variaciones mensuales no consideran el hecho que el mes de febrero cuenta con 28 días.

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

En la Figura 26 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 14: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Feb 2011	Mar 2011	Mar 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	132	130	168	-1,8%	-22,4%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	64	0,0%	-100,0%
GNL	208	213	0	2,4%	0,0%
Carbón	249	309	239	24,5%	29,5%
Diesel	38	90	125	134,7%	-28,2%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	8	9	5	10,9%	84,3%
Total	635	751	600		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN GENER			
	Abr 2010-Mar 2011	Abr 2009-Mar 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.334	1.464	-8,9%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	1.192	88	1259,5%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	4.665	2.607	78,9%
Diesel	1.060	1.047	1,3%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	101	106	-4,8%
Total	8.353	5.313	

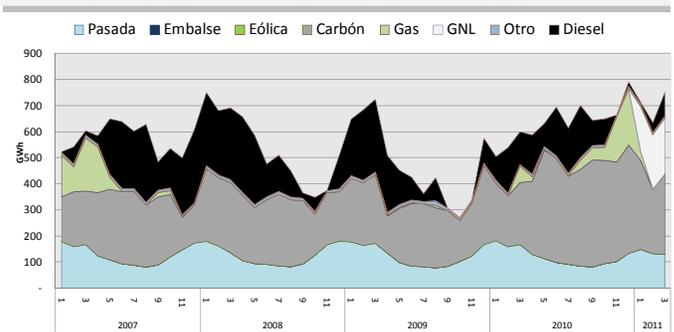
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 16: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2010 Trim4	2011 Trim1	2010 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	331	411	508	-19,2%	24,3%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	439	35	65	-45,8%	-92,0%
GNL	0	594	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.196	899	659	36,5%	-24,8%
Diesel	117	136	391	-65,3%	16,2%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	23	25	22	12,4%	9,6%
Total	2.105	2.100	1.645		

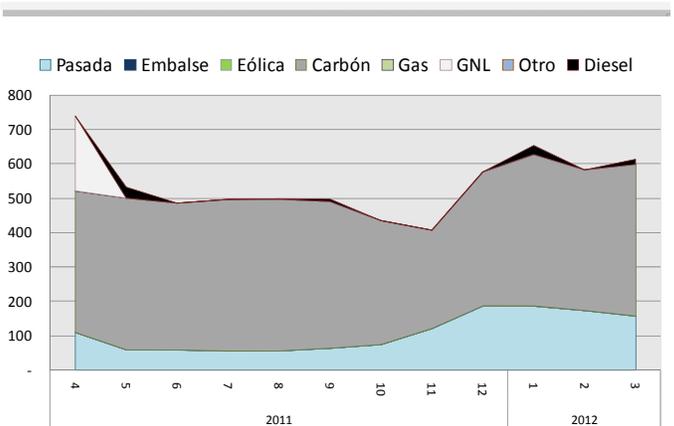
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 25: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 26: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

GENER

Generación Histórica vs Contratos

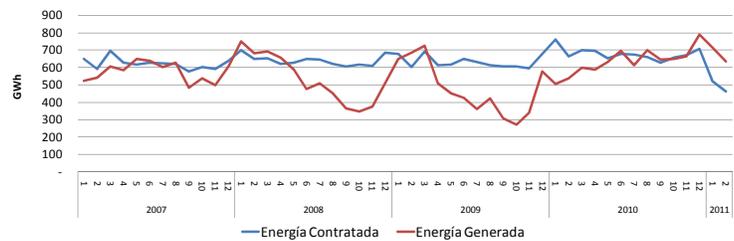
La generación real de energía para Gener durante febrero de 2011 fue de 635 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 464 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

Transferencias de Energía

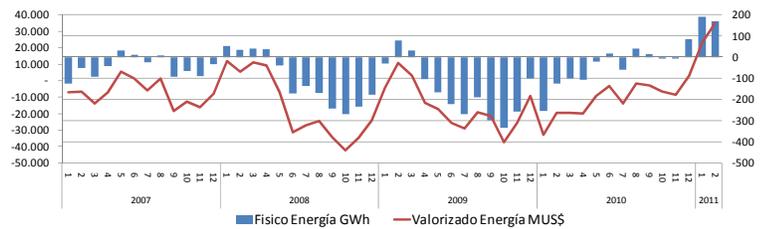
Durante el mes de febrero de 2011 las transferencias de energía de Gener ascienden a 171,8 GWh, las que son valorizadas en 35,24 MUS\$. En la Figura 28 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.²

Figura 27: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 28: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

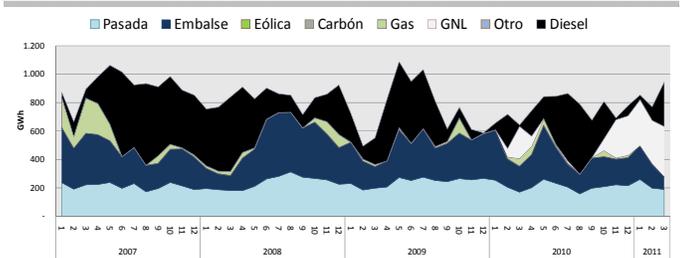
² Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, durante el mes de marzo, la producción de las centrales de embalse exhibe una baja de 46,8% respecto al mes de febrero, con una reducción de 50,9% en relación a marzo de 2010, principalmente por la baja de la generación de la central Colbún. La generación de centrales diesel presenta un alza de 224,2% respecto a febrero, con un aumento de 2745,1% respecto a marzo de 2010. Tal situación se debe principalmente al hecho de que las centrales Nehuenco Diesel I y II y Antihue presentan una importante producción para este mes. Las centrales de pasada, por su parte, presentan una baja en su aporte de un 4,6% respecto a febrero, y un alza de 11,4% respecto a marzo de 2010. Se destaca la generación con GNL durante mes de febrero, la cual asciende a 353 GWh, fruto de la producción de las unidades Nehuenco GNL (I y II) y Candelaria (I y II). Cabe destacar que las variaciones mensuales no consideran el hecho que el mes de febrero cuenta con 28 días.

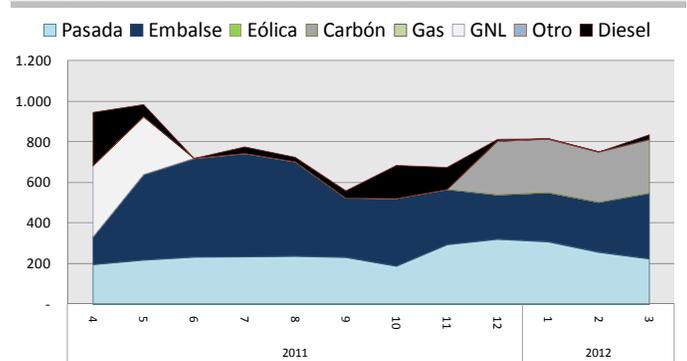
En la Figura 30 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal. Se destaca el retraso para mediados del 2011 de la central Santa María de 343 MW, primera central a carbón de la empresa.

Figura 29: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 30: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 17: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Feb 2011	Mar 2011	Mar 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	199	190	171	-4,6%	11,4%
Embalse	169	90	183	-46,8%	-50,9%
Gas	5	0	55	-100,0%	-100,0%
GNL	303	353	226	16,5%	56,6%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	97	313	11	224,2%	2745,1%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	772	947	644		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN COLBUN			
	Abr 2010-Mar 2011	Abr 2009-Mar 2010	Var. Últimos 12 meses
Pasada	2.557	2.931	-12,8%
Embalse	2.564	3.268	-21,5%
Gas	261	220	18,6%
GNL	1.540	285	441,1%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	2.478	2.622	-5,5%
Eólico	0	0	0,0%
Total	9.400	9.325	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 19: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2010 Trim4	2011 Trim1	2010 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	647	650	631	3,0%	0,4%
Embalse	590	496	735	-32,4%	-15,9%
Gas	72	5	71	-93,7%	-93,7%
GNL	626	980	285	244,3%	56,4%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	350	444	301	47,4%	27,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.285	2.574	2.023		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

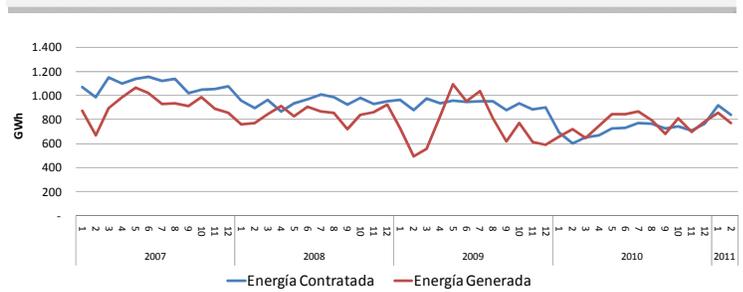
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante febrero de 2011 fue de 772 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 837 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot por su carácter de deficitario.

En la Figura 31 se ilustra el nivel de contratación estimado para Colbún junto a la producción real de energía.

Figura 31: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

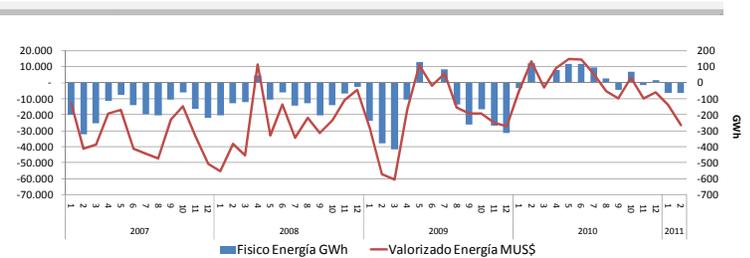


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Transferencias de Energía

Durante el mes de febrero de 2011, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -64,4 GWh, las que son valorizadas en -26,60 MMUS\$. En la Figura 32 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.³

Figura 32: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

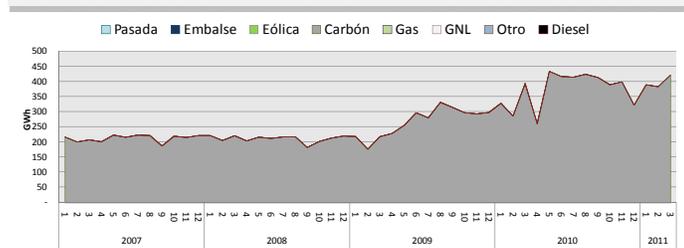
³ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

GUACOLDA

Durante el mes de marzo, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe un alza de 9,9% respecto al mes de febrero, con una subida de 7,0% en relación a marzo de 2010. Cabe destacar que las variaciones mensuales no consideran el hecho que el mes de febrero cuenta con 28 días.

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

Figura 33: Generación histórica Guacolda (GWh)



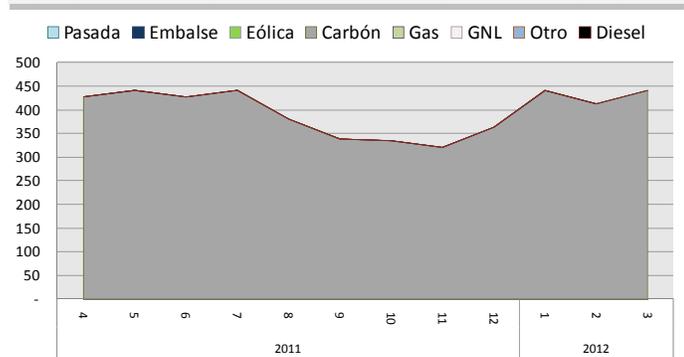
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 20: Generación Guacolda, mensual (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA					
	Feb 2011	Mar 2011	Mar 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	383	421	394	9,9%	7,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	383	421	394		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 34: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN GUACOLDA			
	Abr 2010-Mar 2011	Abr 2009-Mar 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	0	0	0,0%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	4.441	3.602	23,3%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	4.441	3.602	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 22: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA					
	2010 Trim4	2011 Trim1	2010 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.111	1.194	1.008	18,5%	7,5%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.111	1.194	1.008		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

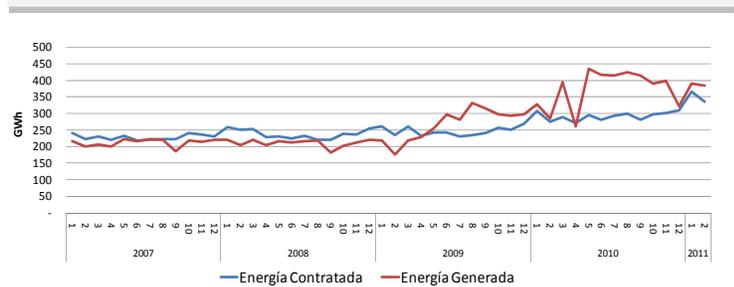
GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Guacolda durante febrero de fue de 383 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 336 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

Figura 35: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)

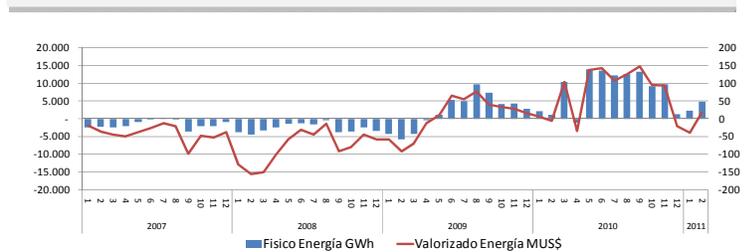


Fuente: CDEC-SIC, Syste

Transferencias de Energía

Durante el mes de febrero de 2011, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a 47,4 GWh, las que son valorizadas en 1,79 MMUS\$. En la Figura 37 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁴

Figura 36: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Syste

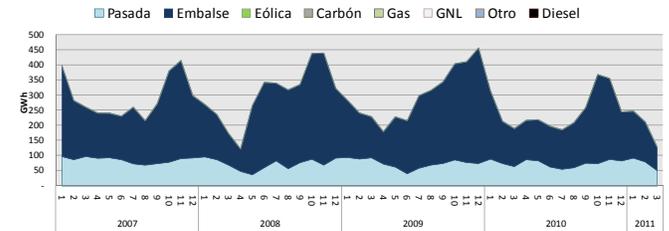
⁴ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

PEHUENCHE

Durante el mes de marzo, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de 41,5% respecto al mes de febrero, con una baja de 38,5% en relación a marzo de 2010. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra una disminución de 36,1% respecto a febrero, con una baja de 20,9% en relación a marzo de 2010. Cabe destacar que las variaciones mensuales no consideran el hecho que el mes de febrero cuenta con 28 días.

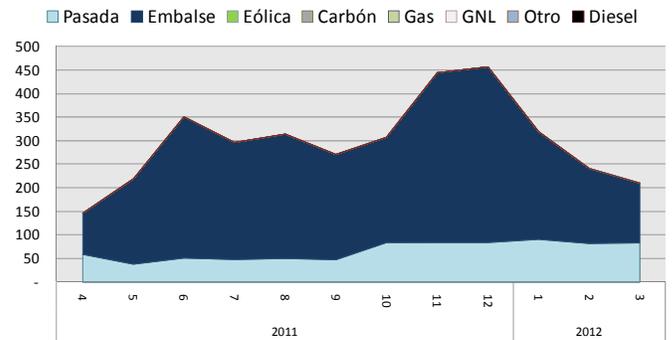
En la Figura 39 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 38: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 39: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 23: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Feb 2011	Mar 2011	Mar 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	79	50	64	-36,1%	-20,9%
Embalse	133	78	127	-41,5%	-38,5%
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	212	128	190		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Abr 2010-Mar 2011	Abr 2009-Mar 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	912	839	8,7%
Embalse	2.088	2.742	-23,9%
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	3.000	3.582	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 25: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2010 Trim4	2011 Trim1	2010 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	243	221	226	-2,2%	-9,0%
Embalse	728	367	493	-25,5%	-49,5%
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	971	589	720		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

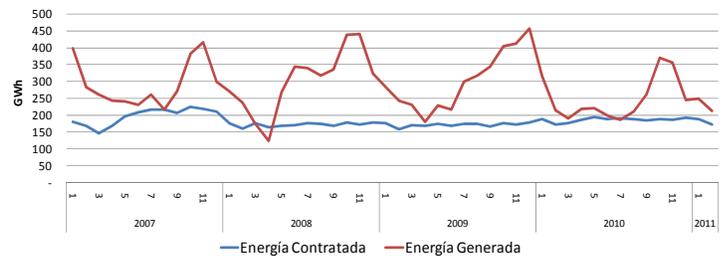
La generación real de energía para Pehuenche durante febrero de 2011 fue de 212 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 173 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 40 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

Transferencias de Energía

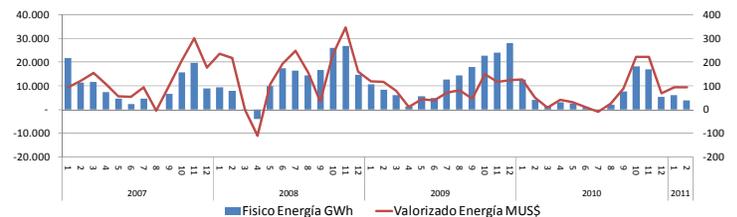
Durante el mes de febrero de 2011 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 39,2 GWh, las que son valorizadas en 9,26 MMUS\$. En la Figura 41 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁵

Figura 40: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeem

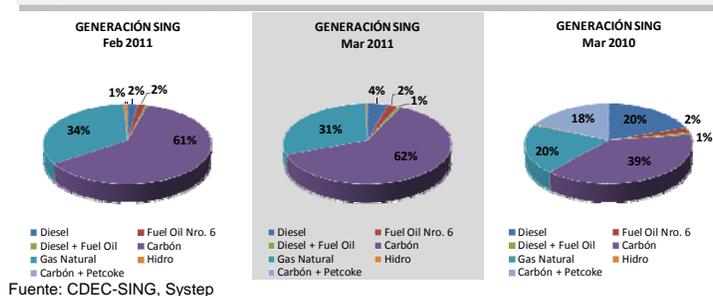
Figura 41: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, Systeem

⁵ 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 42: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de marzo de 2011 la generación de energía en el SING aumentó en un 14,3% respecto a febrero, con un aumento de 3,3% respecto a marzo de 2010.

Se observa que la generación diesel aumentó en un 133,3% con respecto a febrero, mientras que la generación a carbón aumentó en un 15,7%. La generación con gas natural aumentó en un 3,3% respecto al mes pasado.

En la Figura 43 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 marzo del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 119 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa un aumento de 23,6% respecto al mes anterior.

La operación con diesel se ha mantenido en niveles altos a partir de 2007, situación que ha ido disminuyendo durante los años 2010 y 2011. Adicionalmente, el reciente aumento de la participación del carbón en la generación permitió una disminución del costo marginal, como se observa en la Figura 43.

Figura 43: Generación histórica SING (GWh)

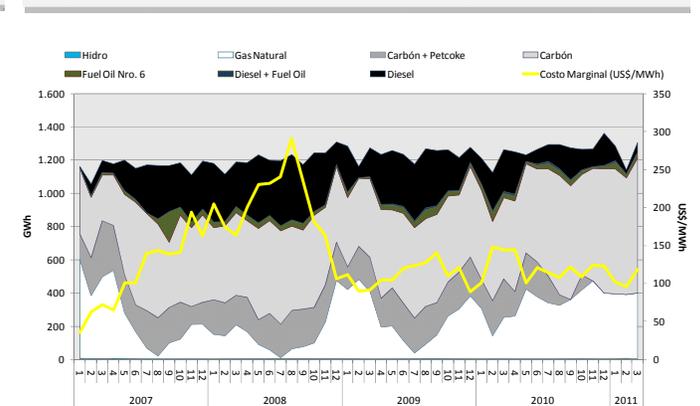


Figura 44: Generación histórica SING (%)

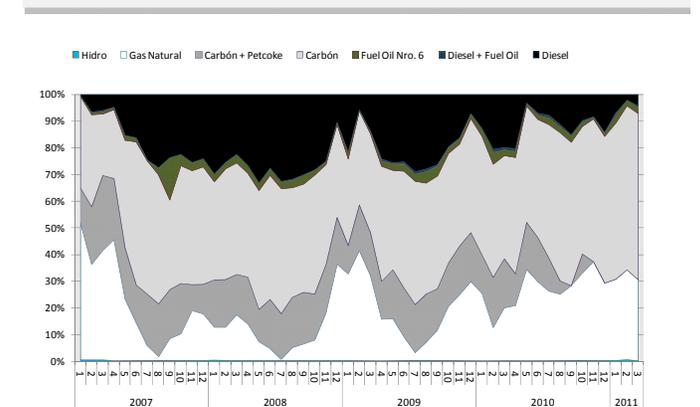
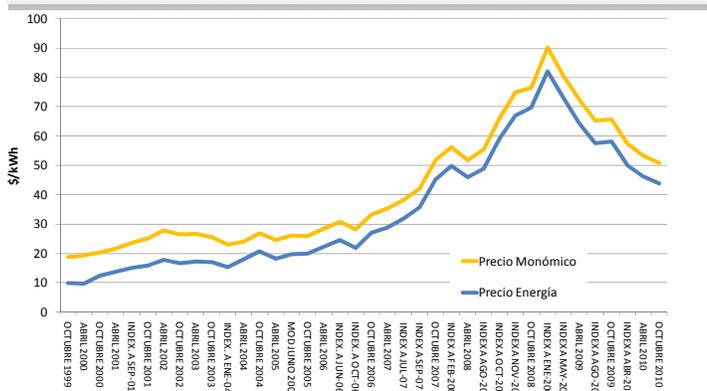
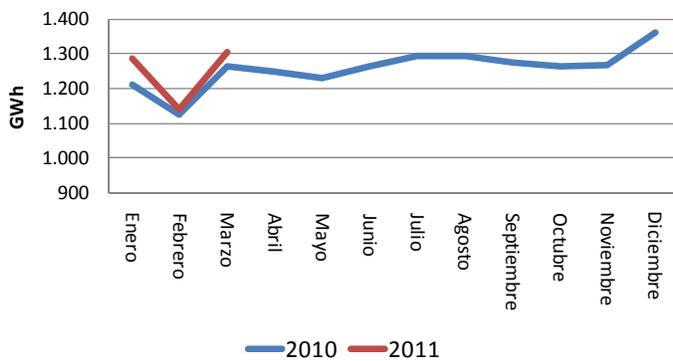


Figura 45: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Syste

Figura 46: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Syste

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

El día sábado 12 de febrero de 2011 fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en octubre de 2010, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2010.

Los valores definidos por la autoridad son: 43,894 \$/kWh y 4.373,28 \$/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 50,88 \$/kWh. Este valor representa una disminución de 4,6% respecto a la última fijación del precio de nudo, realizada en el mes de abril de 2010.

Generación de Energía

En el mes de marzo, la generación real del sistema fue de 1.305 GWh. Esto representa un aumento de 3,3% con respecto al mismo mes del 2010.

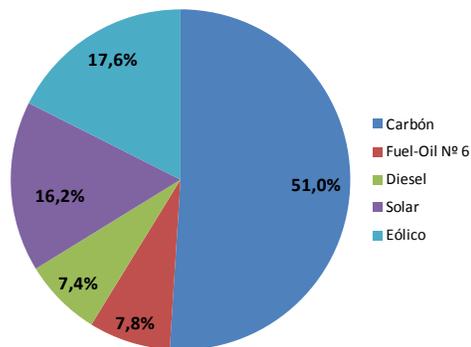
La generación acumulada a marzo del año 2011 es de 3.732 GWh, lo que comparado con los 3.601 GWh acumulados al mismo mes del año 2010, representa un aumento de 3,7%.

Tabla 26: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.420	2.750
Fuel-Oil N° 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	452	1.484
Eólico	489	1.217
TOTAL	2.784	6.093
Aprobado	2.240	4.539
En Calificación	544	1.554
TOTAL	2.784	6.093

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 47: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, SysteP

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

En la Tabla 27 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta febrero de 2011, considerando aquellos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.784 MW (544 MW en calificación), con una inversión de 6.093 MMUS\$.

Tabla 27: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Parque Fotovoltaico Atacama Solar	ATACAMA SOLAR S.A.	250	773	02-02-2011	En Calificación	Solar	Base	I
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 N° 6	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	En Calificación	Carbón	Base	I
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	Aprobado	Eólico	Base	II
Complejo Solar FV Pica	Element Power Chile S.A.	90	288,0	09-11-2010	En Calificación	Solar	Base	I
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 N° 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gabý	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 N° 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Planta Fotovoltaica Salar de Huasco	Element Power Chile S.A.	30	96	29-11-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica Lagunas	Element Power Chile S.A.	30	96	22-11-2010	En Calificación	Solar	Base	I
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
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3 S.A.	16,6	71	21-12-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 1	Pozo Almonte Solar 1 S.A.	9,3	40	21-12-2010	En Calificación	Solar	Base	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
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	7,8	40	21-12-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	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 (actualmente E-CL) se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 28). 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.

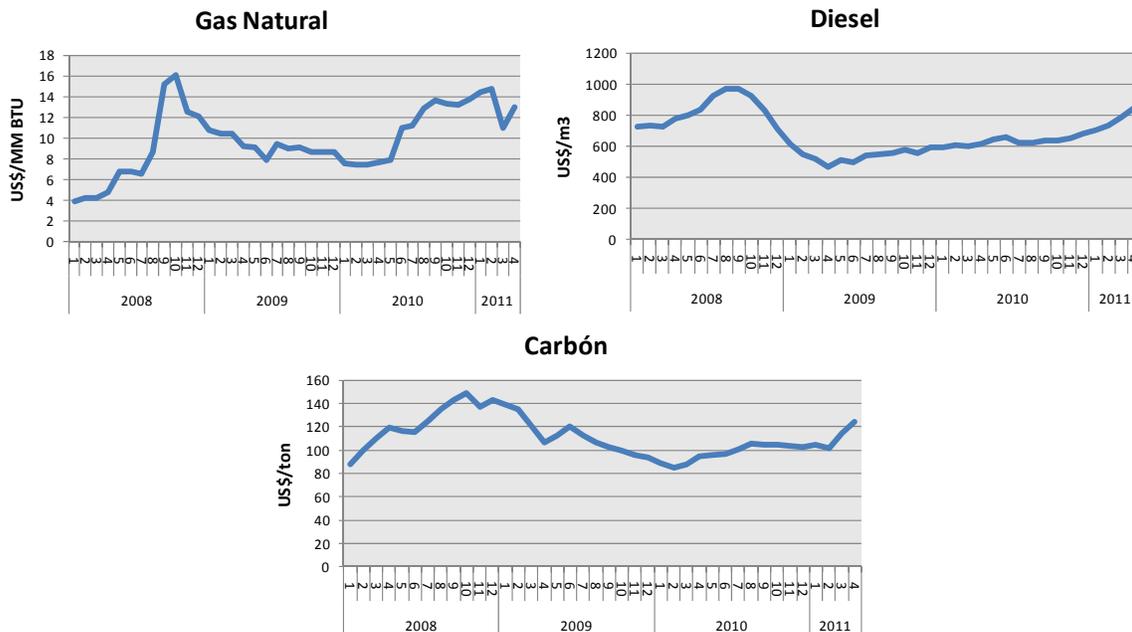
Tabla 28: Precios de Licitación (precios indexados a marzo de 2011)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Mar-11	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	93,75	2012

Precios de combustibles

En la Figura 48 se muestran los precios del gas natural, 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 48: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SING, Systeop

Tabla 29: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2008	2009	2010	2011
Enero	204	112	101	102
Febrero	174	90	148	96
Marzo	164	92	144	119
Abril	201	105	144	-
Mayo	230	105	101	-
Junio	232	120	121	-
Julio	241	123	114	-
Agosto	291	127	108	-
Septiembre	236	140	122	-
Octubre	181	110	109	-
Noviembre	164	121	124	-
Diciembre	106	89	123	-

Fuente: CDEC-SING, System

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

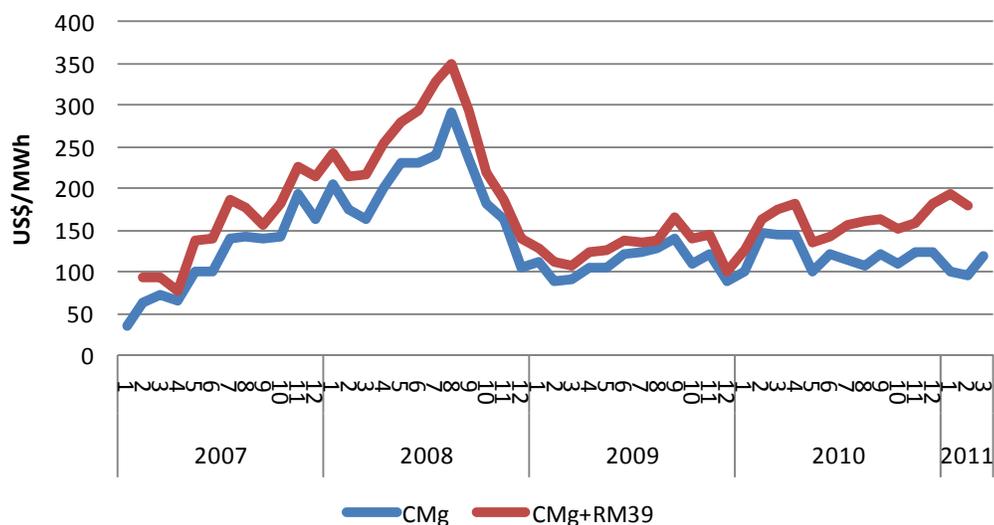
Valores Históricos

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 marzo, el costo marginal fue de 119 US\$/MWh, lo que representa una disminución de 17,8% respecto al mismo mes del año anterior y un aumento de 23,6% respecto al mes de febrero de 2011.

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 operación comercial de las centrales a carbón que se encuentran en fase de pruebas.

La Figura 49 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 febrero de 2011, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de febrero. 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 febrero, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 83,0 US\$/MWh.

Figura 49: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, System

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 01 de abril de 2011 es de 63,671 \$/kWh, que representa un aumento de 1,41% respecto al Precio Medio Base (62,788 \$/kWh) definido en la fijación de octubre de 2010.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 30 muestra las obras de generación en construcción, según datos entregados por la CNE en el informe de precio nudo del mes de octubre de 2010, junto con actualizaciones del CDEC.

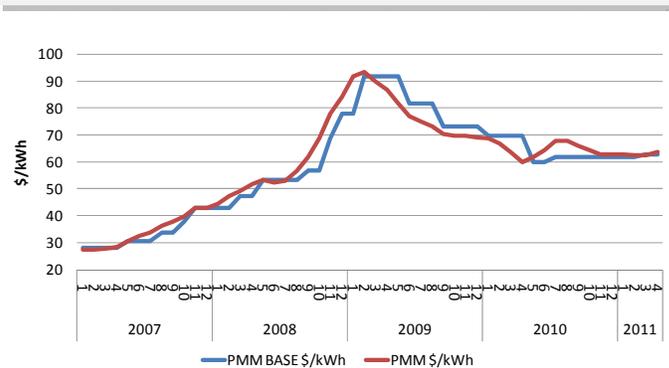
En total se incorporarán 230 MW de potencia en un horizonte de 1 año. Destaca en los últimos meses la operación en fase de pruebas de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW) y de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), y la entrada en operación comercial a principios abril de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), todas las cuales operan con carbón como combustible.

Unidades en Mantenimiento

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

- NTO2 (Norgener): 141 MW en abril.
- CTM2 (Mejillones): 175 MW en mayo.
- TG1 (Tocopilla): 25 MW en abril y mayo.
- TG2 (Tocopilla): 25 MW en junio.
- U10 (Tocopilla): 38 MW en mayo y junio.
- U11 (Tocopilla): 38 MW en junio.
- U12 (Tocopilla): 85 MW en abril.
- TG1A (Atacama): 129 MW en mayo y junio.
- TG1B (Atacama): 129 MW en junio.

Figura 50: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systeop

Tabla 30: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Max.	Neta
Térmicas				
ANGAMOS II	AES Gener	Carbón	Oct-11	230
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				230

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 marzo de 2011, el actor más importante del mercado es Electroandina, con un 26% de la producción total de energía, seguido por E-CL y GasAtacama con un 18% y 16%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que GasAtacama, Electroandina, Norgener, Celta y E-CL aumentaron su producción en un 33,5%, 20,6%, 7,7%, 7,0% y 4,3% , respectivamente, en relación a febrero de 2011. Por su parte AES Gener vio para el mismo período disminuida su producción en un 20,8%. En la Figura 51 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 52 se presentan las transferencias de energía de las empresas en febrero de 2011. Se observa que el mayor cambio con respecto al mes anterior se da en E-CL, la cual cambió su condición a deficitaria respecto al mes anterior.

Figura 51: Energía generada por empresa, mensual

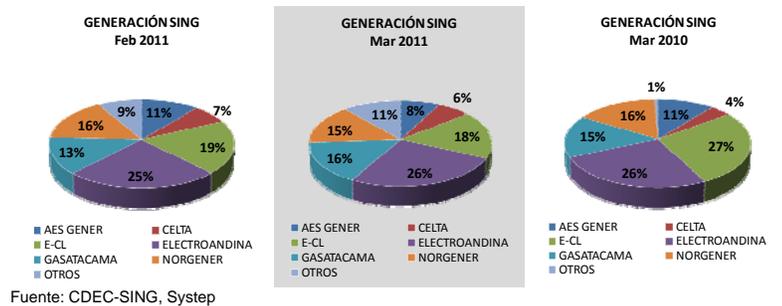
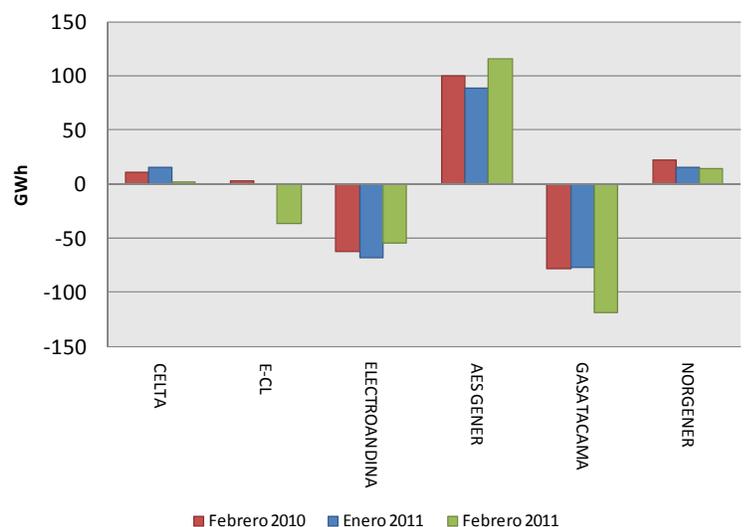


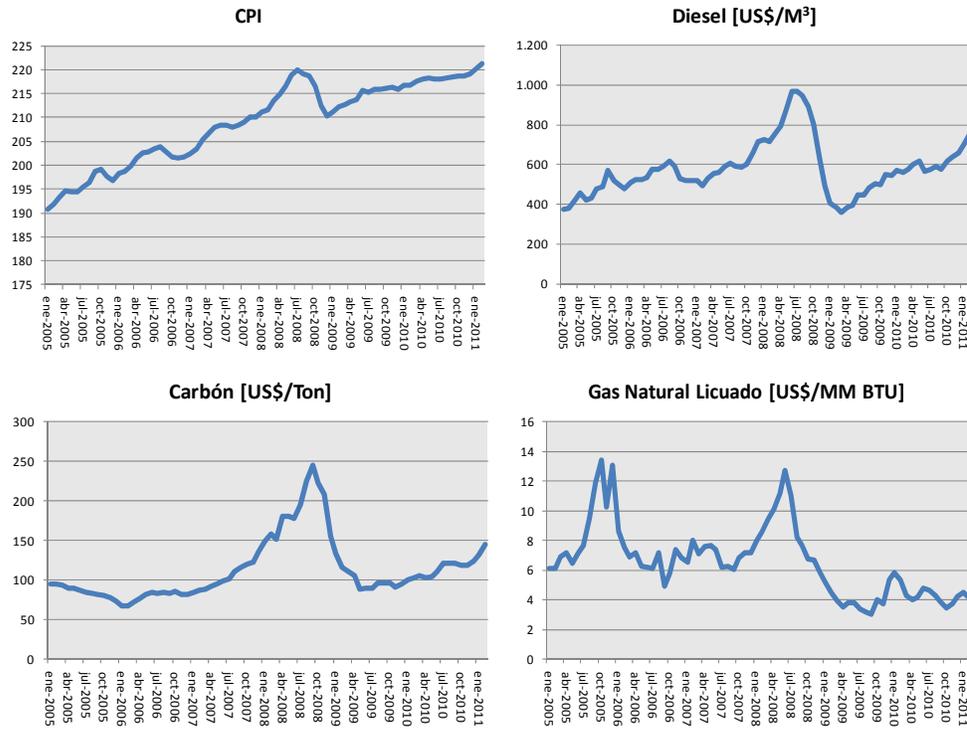
Figura 52: Transferencias de energía por empresa, mensual



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 marzo de 2011

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GW/año	Adjudicado	Indexado Mar-11 Barra Suministro	Indexado Mar-11 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	91,0	90,3	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	90,5	89,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	90,8	90,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	143,1	143,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	143,1	143,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	143,1	143,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	143,1	143,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	143,1	143,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	143,1	143,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	143,1	143,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	143,1	143,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	143,1	143,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	143,1	143,1	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	126,3	126,3	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	112,5	112,5	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	69,7	68,3	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	143,1	133,7	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	143,1	139,4	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	143,1	139,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	93,6	92,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	143,1	133,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	143,1	133,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	143,1	133,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	143,1	133,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	143,1	133,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	143,1	133,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	143,1	133,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	143,1	133,7	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	89,4	91,9	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	91,1	93,7	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	62,0	60,7	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	61,6	60,4	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	61,3	60,0	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	143,1	133,7	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	143,1	133,7	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	143,1	133,7	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	143,1	133,7	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	143,1	133,7	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	60,4	59,6	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	68,1	67,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	143,1	133,7	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	59,9	59,4	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	60,2	59,7	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	60,0	60,0	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	58,9	58,9	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	143,1	143,1	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	65,3	65,3	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	55,3	56,8	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	55,3	54,1	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	55,3	54,1	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	143,1	133,7	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	143,1	133,7	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	143,1	133,7	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	143,1	133,7	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	143,1	133,7	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	84,1	83,4	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	143,1	133,7	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	143,1	133,7	2010

Fuente: System

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio US\$/MWh	CPI	Fórmula de Indexación						
					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	51,37	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	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	86,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,60	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,20	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	408	96,02	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	442	96,12	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Campanario	900	104,19	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	100	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	2.000	102,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	Endesa	660	102,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	100	110,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	175	92,80	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	98,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	99,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	100	99,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	99,92	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	200	101,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	102,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EPSA	75	105,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	106,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-

Fuente: SysteP

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

La generación en el SIC en el mes de marzo, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un -19,2% respecto al mismo mes del año anterior, de un -13,2% en comparación al mes recién pasado, y de un -18,2% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -31,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un -21,6% en comparación al mes recién pasado, y de un -25,3% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -7,0% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -5,9% en comparación al mes recién pasado, y de un -8,6% en relación a los últimos 12 meses.

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

GENERACION HIDRÁULICA			
	Feb 2011	Mar 2011	Mar 2010
Embalse	664	520	764
Pasada	779	733	788
Total	1.443	1.253	1.552



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

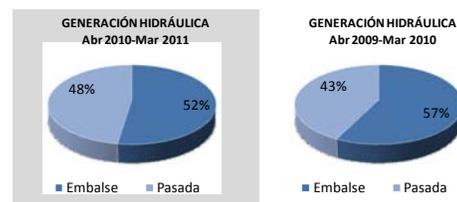
GENERACION HIDRÁULICA			
	2010 Trim4	2011 Trim1	2010 Trim1
Embalse	3.118	2.050	2.839
Pasada	2.647	2.511	2.662
Total	5.765	4.560	5.501



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

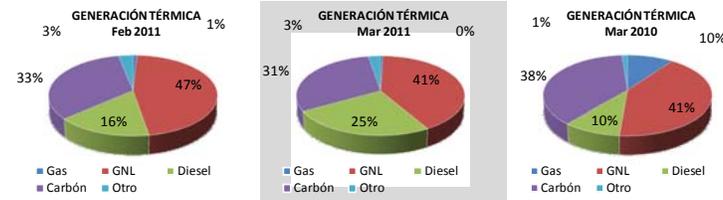
GENERACION HIDRÁULICA		
	Abr 2010-Mar 2011	Abr 2009-Mar 2010
Embalse	10.630	14.225
Pasada	9.648	10.556
Total	20.278	24.781



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

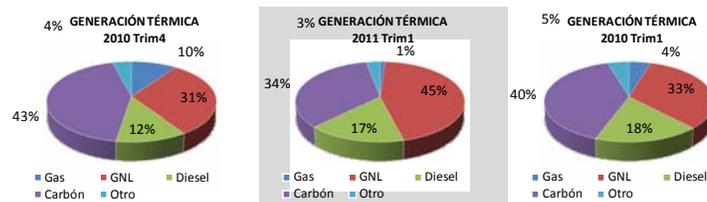
GENERACION TÉRMICA			
	Feb 2011	Mar 2011	Mar 2010
Gas	19	14	167
GNL	987	1.104	699
Diesel	346	678	167
Carbón	708	822	633
Otro	67	71	21
Total	2.126	2.689	1.686



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

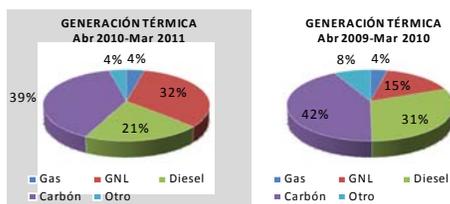
GENERACION TÉRMICA			
	2010 Trim4	2011 Trim1	2010 Trim1
Gas	534	72	213
GNL	1.681	3.074	1.531
Diesel	659	1.140	822
Carbón	2.362	2.351	1.827
Otro	225	203	214
Total	5.461	6.841	4.607



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACION TÉRMICA		
	Abr 2010-Mar 2011	Abr 2009-Mar 2010
Gas	924	604
GNL	7.791	2.556
Diesel	4.960	5.070
Carbón	9.297	7.015
Otro	896	1.300
Total	23.868	16.545



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de marzo, muestra una variación de un 59,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un 26,5% en comparación al mes recién pasado, y de un 44,3% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas, presenta una variación en su aporte de un -91,4% respecto al mismo mes del año anterior, de un -22,7% en comparación al mes recién pasado, y de un 52,9% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de 58,0% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un 11,8% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de 307,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 96,2% en comparación al mes recién pasado, y de un -2,2% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 29,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un 16,1% en comparación al mes recién pasado, y de un 32,5% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, el aporte de las centrales que utilizan otro tipo de combustibles térmicos no convencionales, se presentan con una variación de 239,7% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 6,1% en comparación al mes recién pasado, y de un -31,1% en relación a los últimos 12 meses.

RM 88

Tabla IV-I Resumen por empresas a febrero 2011 (\$)

EMPRESA	Total Saldo Acumulado Febrero-11 \$
CENELCA	-
PEHUENCHE	6.834.200.444
COLBUN	34.818.093.876
ENDESA	45.892.311.415
SGA	1.513.758.552
PUYEHUE	548.861.629
GUACOLDA	5.503.606.050
GENER	14.659.704.565
ESSA	8.451.055.122
IBENER	926.284.679
ARAUCO	2.899.336.983
CAMPANARIO	2.614.194.542
ELEKTRAGEN	629.572.115
NUEVA ENERGIA	208.656.536
SC DEL MAIPO	36.386.667
TECNORED	250.561.844
POTENCIA CHILE	990.570.140
PSEG	-
GESAN	6.813.488
PACIFIC HYDRO	50.622.425
LA HIGUERA	409.330.497
HIDROMAULE	107.724.675
ELECTRICA CENIZAS	29.900.047
EPSA	84.157.792
EL MANZANO	11.780.148
LOS ESPINOS	194.494.453
ENLASA	303.508.391
CRISTORO	1.183.053
PETROPOWER	681.742.615
GAS SUR	11.029.765
ORAFI	123.569
PANGUIPULLI	-
HIDROELEC	54.878
NORVIND	-
MONTE REDONDO	-
PACIFICO	7.584.483
TOTAL	128.677.205.437

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	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	Aprobado	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
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 Cerinela Ltda.	135	285	24-03-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Chile	EcoPower SAC	112	235	04-10-2010	En Calificación	Eólico	Base	X
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	VII
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	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74	150	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Llanquihue	Ener-Renova	74	165	30-11-2010	En Calificación	Eólico	Base	X
DIA 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 F0 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 Tenó"	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 Pitrainquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Llay-Llay	Servicios Eólicos S.A	56	108	24-02-2011	En Calificación	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pitrainquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Piquenes	SW Business S.A.	50	82	22-01-2010	En Calificación	Carbón	Base	VII
Parque Eólico la Cebada	PARQUE EOLICO LA CEBADA LIMITADA	48	0	04-04-2011	En Calificación	Eólico	Base	IV
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
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH-	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chiloe S.A.	36	100	27-10-2010	En Calificación	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central de Energía Renovables No Convencional (ERRNC) Tagua Tagua	Consorcio Energético Nacional S.A.	35	95	18-08-2010	En Calificación	Biomasa	Base	VI
Ampliación planta de respaldo de 36 MW a 70 MW	Energy Partners Chile Generadora de Energía Ltda.	34	13	08-04-2011	En Calificación	Diesel	Base	X
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 FO 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
Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad: Minicentrales El Salto y El Mocho	Hydroenersur S.A.	24	48	25-02-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
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 Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua	Electro Austral Generación Limitada	20,0	50	25-03-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA EN NORSKE SKOG BIO BIO	Papeles Norske Skog Bio Bio Limitada	20	60,0	30-11-2010	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	20	50,0	09-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoiquén	Hydroangol S.A.	19	45,0	02-06-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Canitafquén-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 Cenizas	Eléctrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	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 Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmer - Correntoso	Hydroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Providencia	Inversiones Herborn Ltda.	13	30	14-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica Butamalal, Región del Bio-Bio CH Butamalal (e-seia)	RPI Chile Energías Renovables S.A.	11	25	24-10-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	-	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pelohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
Modificación Central Hidroeléctrica Florin	Empresa Eléctrica Florin	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
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	Hidroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica Piriquina	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 Valenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPL CH-Cayucupil	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-SIC	VII
Central de Pasada Tacura	Mario García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Mini Central Hidroeléctrica El Canelo	José Pedro Fuentes De la Sotta	5,5	16,5	21-01-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hydroaustral S.A.	5,5	15	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Paso La Flor	Empresa Eléctrica La Flor S.A.	5,4	5	07-10-2010	En Calificación	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 HIDROELÉCTRICA DONGO	HIDROELÉCTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	SouthPacific Korp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Central Hidroeléctrica Río Husasco	Hidroeléctrica Río Husasco S.A.	4,3	9	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	III
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº 2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4	10-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Las Mercedes	Casablanca Generación S.A.	3,5	13,5	21-02-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	RM
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao	Hydroenersur S.A.	7,5	3,2	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X

System Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

Director

hudnick@system.cl

Sebastian Mocarquer Grout

Gerente General

smocarquer@system.cl

Pedro Miquel Durán

Ingeniero Senior

pmiquel@system.cl

Juan Pablo Diaz Vera

Ingeniero Senior

jpgdiaz@system.cl

Oscar Álamos Guzmán

Ingeniero de Estudios

oalamos@system.cl

Pablo Lecaros Vargas

Ingeniero de Estudios

plecaros@system.cl

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

www.system.cl

Contacto:

reporte@system.cl

©System 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 System 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 System Ingeniería y Diseños, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, estimaciones y proyecciones de resultados, reflejan distintos supuestos definidos por System 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 System Ingeniería y Diseños.

