



Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Junio 2010

Contenido

Editorial	2
SIC	6
Análisis General	7
Análisis Precio de Licitación	10
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	11
Estado de los Embalses	12
Análisis Precios de los Combustibles	13
Análisis Precios Spot	14
Análisis Precio Medio de Mercado	15
RM 88	15
Análisis Parque Generador	16
Resumen Empresas	18
SING	27
Análisis General	28
Análisis Precio de Licitación	31
Análisis Precios de los Combustibles	31
Análisis Precios Spot	32
Análisis Precio Medio de Mercado	33
Análisis Parque Generador	33
Resumen Empresas	34
ANEXOS	35
Índice Precio de Combustibles	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
RM88	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

Grandes mineras miran con interés una conexión entre el SING y el SIC.

(Fuente: Diario Financiero, 08/06/10)

Costo del proyecto HidroAysén sube a unos US\$ 7.000 millones.

(Fuente: La Tercera, 26/05/10)

SIC Registra en 2010 Superávit de Energías Renovables No Convencionales.

(Fuente: Estrategia, 25/05/10)

Parques eólicos por 1.000 MW en riesgo por restricciones en el sistema eléctrico.

(Fuente: El Mercurio, 17/05/10)

Sólo 13% de inversión en energía se destinará a ERNC en 2010-2014.

(Fuente: Diario Financiero, 14/05/10)

Gobierno analiza fórmulas para desincentivar generación termoeléctrica más contaminante.

(Fuente: Diario Financiero, 13/05/10)

Desde 2009 Metrogas Recibe Cero Molécula de Gas Argentino. (Fuente: Estrategia, 12/05/10)

Principales eléctricas anuncian proyectos por US\$ 10 mil millones.

(Fuente: Diario Financiero, 07/05/10)

Proyecto Alto Maipo Iniciará Etapa de Construcción en 2011. (Fuente: Estrategia, 07/05/10)

Firmas alistan planes para cumplir ley ERNC.

(Fuente: Diario Financiero, 07/05/10)

Finaliza marcha blanca de GNL Mejillones.

(Fuente: El Mercurio, 06/05/10)

GeoPark descubre nuevo pozo de gas y otro de petróleo en Magallanes.

(Fuente: Geopark, 05/05/10)

GNL Mejillones atenderá el 25% de los requerimientos del SING.

(Fuente: Diario Financiero, 05/05/10)

Gobierno evalúa incorporación de capital privado a ENAP. (Fuente: Diario Financiero, 04/05/10)

Resolución de la Contraloría deja a Enap a cargo del Ministerio de Energía.

(Fuente: La Tercera, 03/05/10).

Editorial

En este editorial se tratan dos temas de interés. El primero de ellos corresponde a un análisis del concepto de seguridad de servicio en el abastecimiento eléctrico, motivado por la discusión que el terremoto y el posterior apagón originaron en el país, y la directa vinculación de esa seguridad con las inversiones en transmisión. El segundo tema tiene relación con analizar la dimensión efectiva del aporte que están haciendo las energías renovables a la matriz eléctrica nacional, y las señales que reciben los agentes en esta materia.

Seguridad del Sistema Interconectado Central

La regulación de la transmisión experimentó importantes cambios con la ley corta I del 2004. Se modificó el concepto de área de influencia y los procedimientos de asignación de pagos por transmisión, definiéndose una nueva metodología de expansión centralizada. Sin embargo, varios aspectos de este cambio regulatorio aún están en discusión. Algunos agentes cuestionan la forma en que se está resolviendo la expansión como una cortoplacista, que restringe las oportunidades de nuevos generadores, convencionales y renovables, de incorporarse al sistema a futuro, particularmente dados los disímiles plazos de concreción de esos proyectos de inversión y los de transmisión, con esta última comprometiendo extensos plazos de aprobación y construcción.

Otro tema que ha estado en la discusión pública tiene relación con el aporte, o no, que hace la transmisión a la seguridad del sistema, particularmente por el apagón de marzo pasado. El pasado 27 de febrero, el país sufrió un terremoto de gran magnitud, presentándose importantes efectos sobre gran parte de la infraestructura del país, incluyendo el sistema eléctrico. La red de transmisión troncal de transmisión, aunque sufrió diversos daños, permitió la recuperación parcial del sistema interconectado a las pocas horas de ocurrido el evento. Indudablemente, por problemas en las redes, debió inicialmente operar bajo condiciones especiales (en dos islas eléctricas), presentando menores niveles de seguridad, aunque ayudado por una demanda deprimida debido a los daños en la infraestructura de distribución y en las instalaciones de los clientes. No obstante, a pesar del adecuado comportamiento inicial de la red de transmisión, ésta sufrió una falla el día domingo 14 de marzo, provocando un apagón en todo el Sistema Interconectado Central (SIC), extendiéndose por más de 5 horas en algunas zonas. El problema reportado fue la falla de un transformador en la subestación de Charrúa, el cual no contaba con unidades de respaldo in-situ, lo que llevó a muchos a cuestionar las prácticas de inversión en este tipo de equipos y los niveles correspondientes de seguridad.

Conceptos de seguridad en sistemas eléctricos

El concepto de seguridad en los sistemas eléctricos adopta múltiples interpretaciones, por ejemplo, dependiendo del horizonte en que se plantea. Se plantea en un ámbito estratégico de largo plazo, donde se busca promover un portafolio diversificado de combustibles y fomentar la seguridad de suministro energético, hasta un ámbito de corto plazo, como las que regulan una operación robusta del sistema ante perturbaciones.

En Chile, el primer enfoque surge a partir de las restricciones de suministro de gas natural argentino. En el escenario post-terremoto surge el segundo enfoque, donde priman aspectos más técnicos de los sistemas eléctricos, en particular, relevantes a la operación y diseño de las redes considerando la presencia de contingencias que pueden poner en peligro el suministro continuo de la demanda. Es esta segunda dimensión operativa la que en estricto rigor utiliza la ley eléctrica, es que se define la seguridad de servicio un sistema eléctrico como la capacidad de respuesta de ese sistema, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios.

Es en este último contexto, y como resultado del apagón de marzo, que surgen distintas opiniones, de la autoridad y de las empresas, acerca de la necesidad de un mayor nivel de seguridad en el suministro de la demanda eléctrica, minimizando así la ocurrencia de estos eventos. Esto abre una interesante discusión que involucra a un sinnúmero de preguntas fundamentales a revisar a futuro. En esta editorial se destacan las siguientes: ¿cómo se puede aumentar la seguridad del sistema?, ¿en cuánto aumentarla?, y ¿cuál sería el costo de implementar estas medidas? Este último punto es de vital importancia, ya que permite evaluar el impacto económico de una mayor seguridad en el sistema y sobre la cuenta de electricidad del consumidor final, base para que la autoridad tome una decisión informada.

Logro de la seguridad en redes de transmisión

La red de transmisión, históricamente, ha asegurado el suministro eléctrico, principalmente, mediante inversión en redundancias en sus instalaciones. En la operación del sistema, esto se complementa con prácticas que fomentan la subutilización de las instalaciones de red logrando un “margen” que permita la continuidad de suministro incluso ante la falla de uno de sus componentes. El denominado criterio n-1 es un ejemplo de esta redundancia, donde por ejemplo y dicho en términos simples, para transmitir una cierta cantidad de potencia eléctrica bastaría con un circuito de transmisión que se dimensione para esa potencia, pero para cumplir con el criterio, se invierte en otro circuito paralelo de la misma dimensión. En efecto, se sobre-invierte, pero se asegura la transmisión total ante la falla de uno de los circuitos (las líneas de transmisión son uno de los elementos más sujetos a perturbaciones). En algunas oportunidades, para conservar este “margen” de seguridad en las redes se debe forzar a utilizar generación más cara, pero logrando una operación más segura al reducir la transmisión de potencia en algunas líneas y equipos.

En la etapa de inversión y planificación de la transmisión, dicha redundancia es proyectada de manera de alcanzar un balance óptimo entre el costo del despacho de generación y el costo de inversión en redes, considerando elementos redundantes como líneas de doble (o más) circuitos, o duplicación de instalaciones en transformación, comunicación, entre otros.

Esta clásica manera “preventiva” de proporcionar seguridad, generalmente justificada por la inflexibilidad de la red en los años 50s, tiempo del cual datan estas prácticas, ha sido complementada en los últimos años por técnicas del tipo “correctivas” que, hoy en día, se apoyan en el avance tecnológico, flexibilidad de las nuevas redes y una más alta confiabilidad en las redes de telecomunicaciones, entre otros. Así, esquemas de protección especial como los EDAC (desprendimiento automático de carga) y EDAG (desprendimiento automático de generación), nuevas técnicas de monitoreo del sistema, la capacidad de realizar simulaciones en tiempo real y una demanda más flexible, permiten proteger la operación del sistema, en muchos casos disminuyendo la necesidad de subutilizar las redes. La práctica y masificación de técnicas correctivas permitirían, por ejemplo, implementar esquemas de acciones automáticas que actúen inmediatamente después de la falla, minimizando el corte de demanda y evitando un potencial colapso del sistema. En otras palabras, sin acciones correctivas, la falta de redundancia puede producir que la falla de pequeños elementos de red lleve a la pérdida de todo el sistema. Una penetración cada vez mayor de estas tecnologías para proporcionar seguridad, ciertamente, requiere esfuerzos significativos tanto en inversión en nuevas tecnologías, como en cambios en las prácticas de operación y diseño, capacidad de modelación, incentivos desde la autoridad y la regulación, capacitación de personal, entre otros. Sin embargo, la efectividad de estas soluciones depende de la red con la cual interactúan; dada la configuración de nuestro sistema, dada la forma en que se estaba operando en marzo y dada la desconexión del transformador y el volumen de potencia interrumpida, es poco probable se hubiera logrado evitar el apagón con estas tecnologías.

¹ Dependiendo de la capacidad máxima de tamaños comerciales

Costos y beneficios de la seguridad

Como en muchos otros mercados de servicios y productos, el aumento en la seguridad de suministro de electricidad potencialmente se traduciría en un aumento de los costos netos de suministro.

Por ejemplo, para aumentar la seguridad en el corto plazo, mediante el uso de las actuales instalaciones de red, resultaría necesario disminuir los niveles de utilización de las instalaciones de redes y así contar con un mayor margen de capacidad de red. Para alcanzar este objetivo, es necesario tomar acciones en el despacho de la generación que, sin duda, aumentarían los costos de operación. ¿Está dispuesto el país a asumir ese mayor costo para lograr ese mayor nivel de seguridad? En el largo plazo, asegurar redundancias en toda la red de transmisión necesariamente llevaría a desarrollar mayores inversiones, lo cual tiene un impacto negativo en los costos de los usuarios de red. ¿Está dispuesto el país a asumir esas mayores inversiones para lograr ese mayor nivel de seguridad? La respuesta ha sido positiva en muchos casos y se opera y/o se invierte, asumiendo mayores tarifas de suministro.

Para poder dar una respuesta adecuada a las interrogantes planteadas, surge un desafío importante respecto a la cuantificación de los beneficios de una medida de seguridad dada. Por ejemplo, medir la disminución del impacto de una falla debido a la adopción de una nueva práctica, tecnología o a la inversión en un nuevo activo, es una cuantificación fundamental que es necesario realizar para tomar la decisión si adoptar o no el cambio. Sin embargo, esto es central en el diseño de los niveles de seguridad del sistema y en lograr el balance de costos y beneficios de una mayor seguridad o de una mayor exposición a un riesgo de suministro, con el fin de no perjudicar a los consumidores, quienes son los que finalmente pagarán estos costos (de mayor inversión u operación o de mayor falla).

Fomentando las decisiones adecuadas

Los mayores costos debido a mejores o peores niveles de seguridad son pagados por el consumidor final, y esto es una base conceptual de la regulación vigente. Esto es particularmente claro en la actividad de redes de transmisión, la cual, por ser monopolio regulado, traspasa costos de manera directa a los usuarios del sistema. Por tanto, la regulación debe buscar que la seguridad sea proporcionada lo más eficiente posible, es decir, sin sobre-dimensionar o sub-dimensionar las instalaciones y utilizando la tecnología y prácticas adecuadas que permitan, por ejemplo, evitar redundancias ineficientes.

En este punto, la regulación juega un rol clave en la entrega de dicha seguridad, obligando o incentivando conductas adecuadas por parte de las empresas y de los inversionistas. Precisamente, para promover mejoras futuras puede ser necesario que se revise la ley, reglamentos y otros códigos, como por ejemplo la norma técnica y las prácticas de planificación actuales, acorde a los nuevos desafíos del desarrollo del país. Un país de mayor desarrollo económico va exigiendo mayores niveles de seguridad, pero en un proceso evolutivo y equilibrado. Afirmar unilateralmente que requerimos mayor seguridad, sin un análisis balanceado de riesgos y costos, puede ser muy costoso.

El Aporte de las Energías Renovables

Algunos especialistas en el país han celebrado que las energías renovables que se han incorporado en los sistemas eléctricos interconectados hayan superado las exigencias que plantea la Ley N° 20257 del 2008 y que establece disposiciones destinadas a promover el desarrollo de las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile. Efectivamente, frente a un objetivo inicial de la ley de un 5% se demuestra hoy un aporte del 8%. Es importante sin embargo dimensionar el efectivo sentido de estas cifras, pues el aporte total sobre la matriz eléctrica es mucho menor.

Para fomentar las ERNC, la ley establece que cada empresa eléctrica que efectúa retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales (libres o regulados), debe acreditar que una cantidad equivalente al 5% del suministro de energía contratado proviene de fuentes ERNC. Este porcentaje de obligación es válido en el periodo enero 2010 – diciembre 2014 y luego aumenta en forma progresiva en un 0,5% adicional anual a partir del año 2015 para llegar hacia el año 2024 al 10%. La verificación del cumplimiento se realiza al término del año calendario. Lo que es muy relevante en el análisis es que esta obligación rige sólo para contratos firmados a partir del 31 de agosto de 2007.

Para cumplir con esta obligación, se establece que el suministro debe efectuarse con medios ERNC, propios o contratados, que hayan sido interconectados a los sistemas eléctricos con posterioridad al 1 de enero de 2007. También clasifican ampliaciones de proyectos existentes de ERNC, que hayan entrado en servicio con posterioridad a la fecha señalada.

Los generadores que no cumplan con los porcentajes exigidos en la normativa deberán pagar una multa de 0,4 UTM/MWh (equivalentes a 27,4 US\$/MWh a junio de 2010) por cada MWh de déficit respecto de su obligación. Si en los siguientes tres años nuevamente no se cumple con la exigencia, la multa asciende a 0,60 UTM/MWh.

En este contexto, desde comienzos de este año el operador del SIC, el CDEC-SIC, ha comenzado a publicar mensualmente cifras relacionadas a la generación ERNC de acuerdo a las fuentes que califican según la norma y al monto de las obligaciones de las empresas generadoras en función de sus contratos (firmados a partir del 31 de agosto de 2007). El cuadro siguiente muestra cómo ha evolucionado la generación de ERNC en Chile desde comienzos de este año y las obligaciones determinadas:

Tabla 1: Generación sistemas SIC y SING, generación ERNC y obligaciones (cifras en GWh)

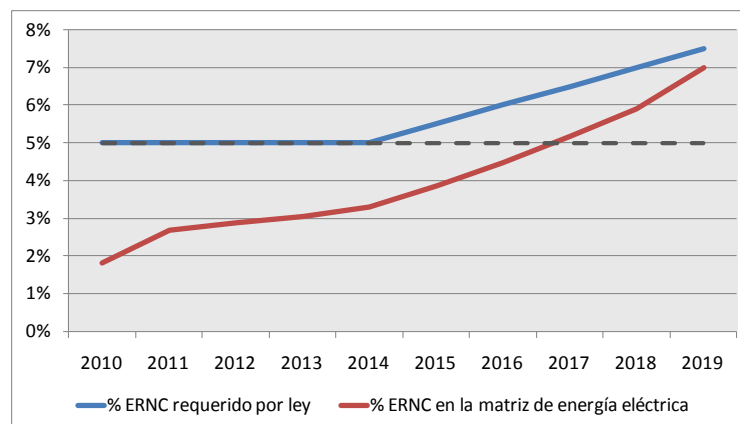
	ene-10	feb-10	mar-10	abr-10
Generación bruta				
SIC	3.663	3.252	3.258	3.352
SING	1.212	1.126	1.263	1.250
Total generación bruta SIC + SING	4.875	4.378	4.521	4.602
Generación neta (5% c.propios)	4.631	4.159	4.295	4.372
Energía contratada sujeta a ERNC	937	893	823	991
Porcentaje obligación	5%	5%	5%	5%
Obligaciones	47	45	41	50
Generación ERNC	101	78	67	77
Porcentaje respecto generación neta total SIC y SING	2,2%	1,9%	1,5%	1,8%
Superávit ERNC	54	33	25	27

Los compromisos de energía que deben ser suministradas con fuentes renovables (SIC+SING) corresponden en abril de 2010 a 50 GWh. Esta cifra corresponde al 5% de los compromisos totales contractuales firmados con posterioridad a agosto de 2007.

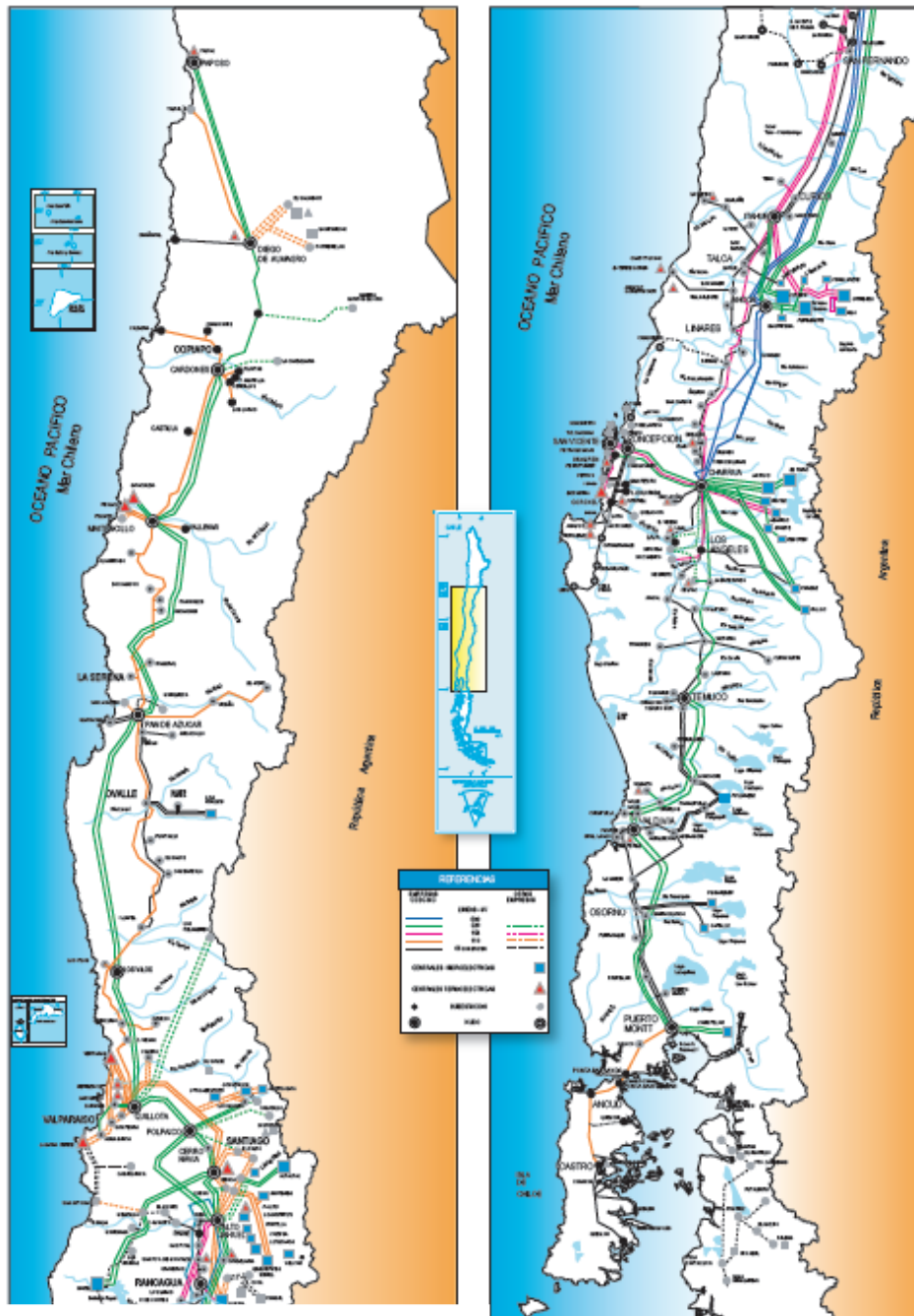
Durante abril se generaron 77 GWh de fuentes renovables que cumplen con las disposiciones de la normativa. Por lo tanto, la generación renovable representa del orden del 8% de la energía contratada a partir de agosto 2007 (sujeta a cumplir ERNC). Sin embargo, la generación renovable durante abril de 2010 en efecto representa el 1,8% de la generación neta en dichos sistemas.

La siguiente figura proyecta este análisis a futuro. Se ilustra los requerimientos porcentuales de ERNC exigidos por la ley, constantes en 5% hasta el 2014, incrementándose gradualmente a partir de esa fecha, y los valores efectivamente exigibles por los contratos, expresados como porcentajes sobre la matriz eléctrica total. En la práctica, si se cumple con la normativa, sólo al 2017 se alcanzará el 5% de ERNC en la generación neta de los sistemas interconectados.

Figura 1: Porcentaje ERNC en la matriz de energía eléctrica

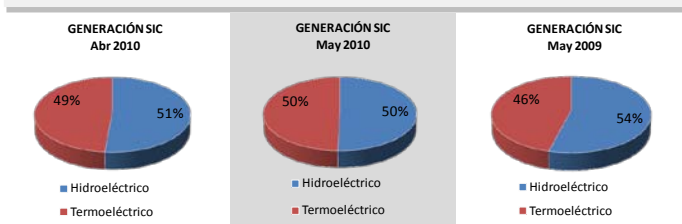


SIC Sistema Interconectado Central



Fuente: CDEC-SIC

Figura 2: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Análisis de Generación del SIC

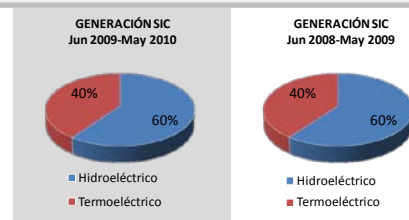
En términos generales, durante el mes de mayo de 2010 la generación de energía en el SIC aumentó en un 7,5% respecto a abril, con un alza de 4,9% respecto a mayo de 2009.

La generación hidroeléctrica aumentó en un 5,7% respecto de abril, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 10%. De esta forma, un 50% de la energía consumida en el SIC en el mes de mayo de 2010 fue abastecida por centrales hidroeléctricas.

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de mayo el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en un 11,8% respecto a abril. Por su parte, las centrales de pasada disminuyeron su aporte en un 4,4% en relación al mismo mes. La generación térmica utilizando diésel disminuyó en un 30,7%, la generación a carbón aumentó en un 57,1%, mientras que la generación a gas disminuyó en un 38,1% respecto al mes anterior. Por su parte, la generación con GNL presentó un descenso de 1,2% respecto al mes anterior. Se destaca de la Figura 5 que, a pesar de su disminución, la generación con GNL sigue siendo relevante en el sistema, representando un 29% de la matriz de energías del SIC durante este mes, en desmedro de la generación diésel (15%), predominante en los años 2007 y 2008.

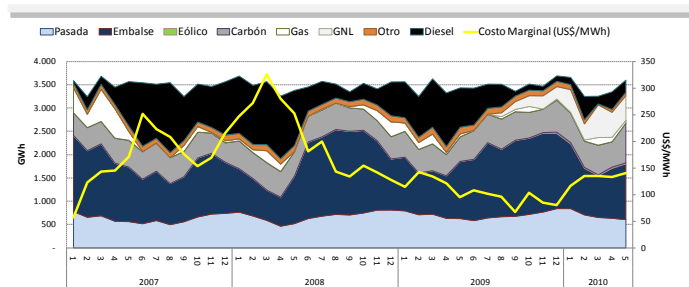
En la Figura 4 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Los costos marginales del SIC durante el mes de mayo llegaron a un valor promedio de 140,6 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 94,9 US\$/MWh de mayo de 2009 representa un alza de un 48,2%.

Figura 3: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



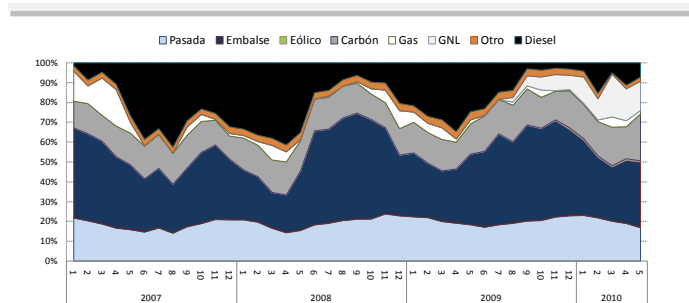
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 4: Generación histórica SIC



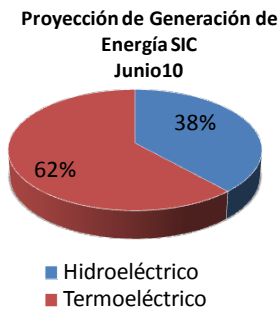
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 5: Generación histórica SIC (%)



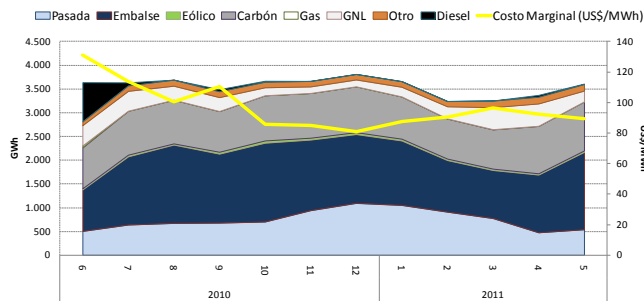
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 6: Proyección de Generación de Energía junio 2010 SIC



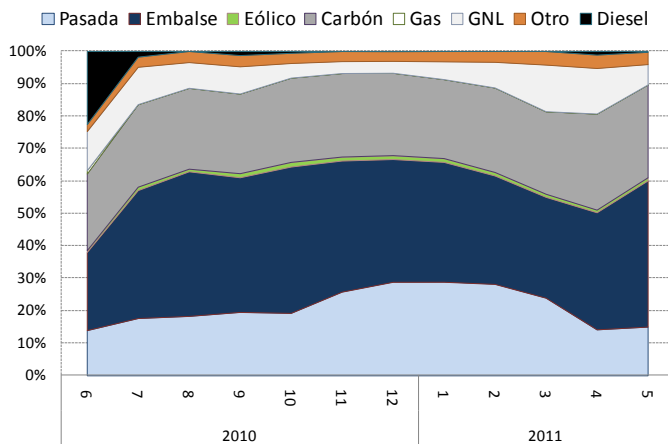
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 7: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 8: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de junio de 2010, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 38% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

La Figura 7 y Figura 8 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal.

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

Generación de Energía

Para el mes de mayo de 2010, la generación de energía experimentó un aumento de 4,9% respecto del mismo mes de 2009, con un aumento de 7,5% respecto al mes anterior.

Respecto a las expectativas para el año 2010, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 42.720 GWh, lo que comparado con los 41.736 GWh del año 2009 se presenta como un crecimiento anual de un 2,4%. Si bien esta tasa es menor a la esperada a comienzos de año, se presenta como una señal positiva para el sector eléctrico, dado el estancamiento en el consumo de energía que se mantuvo durante los años 2008 y 2009, y el terremoto del 27 de febrero.

La Figura 10 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

Precio de Nudo de Corto Plazo

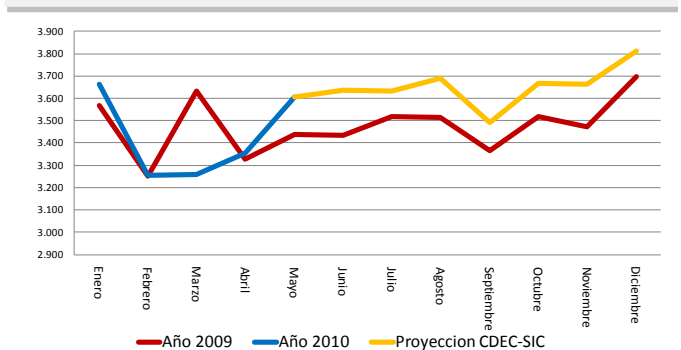
De acuerdo a lo establecido por la Ley General de Servicios Eléctricos, los precios de nudo se calculan cada seis meses, en los meses de abril y octubre de cada año. La Ley también establece que estos valores deben reajustarse cuando, al aplicar las respectivas fórmulas de indexación, el precio de nudo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

De esta forma, a partir del seguimiento de las fórmulas de indexación de los precios de nudo derivados de la fijación de octubre de 2009, el precio de la energía experimentó en el mes de febrero de 2010 una variación superior al 10%.

Los valores definidos por la autoridad son: 37,21 \$/kWh y 4.560,26 \$/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 (en Alto Jahuel) de 46,34 \$/kWh. Este valor representa una baja de 9% respecto al valor calculado en la fijación de octubre de 2009.

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

Figura 9: Generación histórica de energía (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 10: Tasa de crecimiento de energía (%)

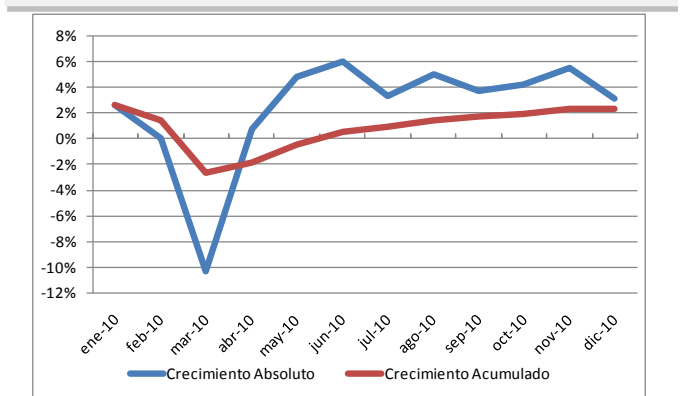
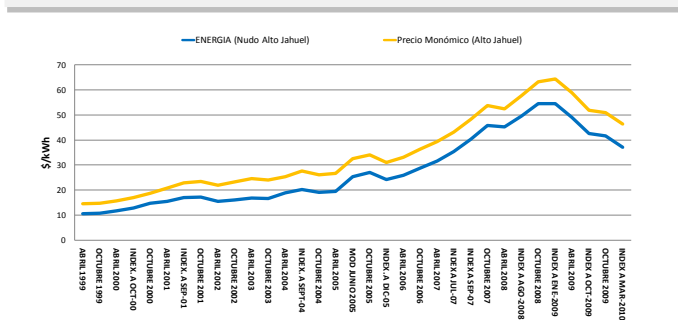


Figura 11: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

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 may-2010)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GW/h/año
AES Gener	85,7	5.419
Campanario	132,4	1.750
Colbún	80,7	6.782
Endesa	73,4	12.825
Guacolda	69,8	900
EMELDA	132,1	200
EPSA	132,1	75
Monte Redondo	132,1	275
Precio Medio de Licitación		82,21

* 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 reajustados May-2010)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Precio Medio Reajustado US\$/MWh
Chilectra	63,46	79,63
Chilquinta	109,67	95,42
EMEL	73,73	89,91
CGE	120,97	101,53
SAESA	76,18	92,36

*Precios en Barra de Suministro

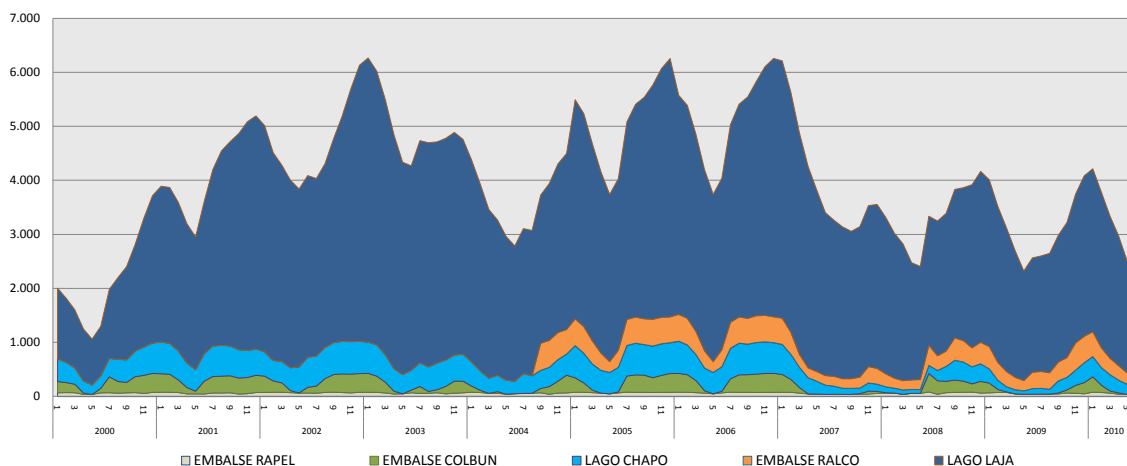
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a mayo de 2010 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 90,88 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220. La fuerte alza del precio de nudo se debe de cierta forma por el alza en el costo de suministro de largo plazo calculado por la CNE y publicado en su página web, valor con el cual son indexados los contratos del tercer proceso de licitación para los años 2010-2011 y primer semestre del año 2012.

Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de junio de 2010 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 2.178 GWh, lo que representa un 14% menos de lo registrado a comienzos del mes de mayo, y una baja 15% respecto a junio de 2009.

En el caso particular del Lago Laja, único embalse con capacidad de regulación interanual, es importante destacar que la energía acumulada al día de hoy es un 6% menor a la disponible en junio de 2009.

Figura 12: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

		May 2010	Jun 2010	Jun 2009
EMBALSE	COLBUN	0	0	0
	% de la capacidad máxima	0%	0%	0%
EMBALSE	RAPEL	40	42	43
	% de la capacidad máxima	47%	50%	51%
LAGUNA	LA INVERNADA	27	3	4
	% de la capacidad máxima	21%	3%	3%
LAGO	LAJA	2.067	1.807	2.117
	% de la capacidad máxima	39%	34%	40%
LAGO	CHAPO	187	147	103
	% de la capacidad máxima	29%	23%	16%
EMBALSE	RALCO	211	178	307
	% de la capacidad máxima	42%	35%	61%

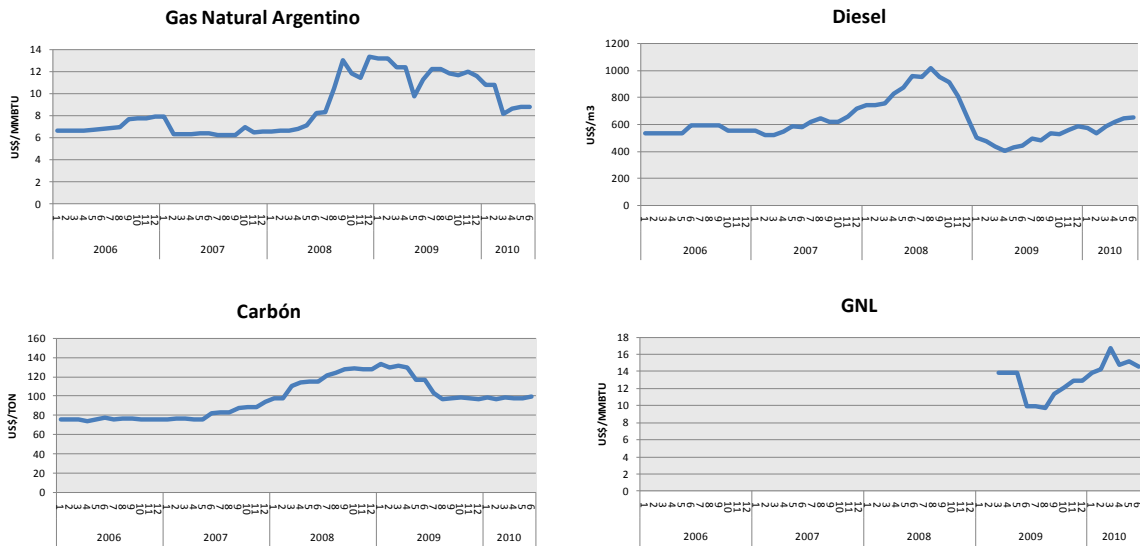
*Valores iniciales para cada mes

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 13.

Figura 13: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, System

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

Los costos marginales del SIC para el mes de mayo de 2010 presentan un alza de 5,7% respecto a los registrados en el mes de abril, con un alza de 48,2% respecto a lo observado el mismo mes del año 2009.

En la Tabla 6 y Figura 14 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos. Los costos marginales proyectados por el CDEC convergen a valores cercanos a los 90 US\$/MWh, definidos por un mix GNL-Carbón particularmente dado por la operación de las centrales San Isidro GNL y las centrales a carbón Guacolda.

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

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

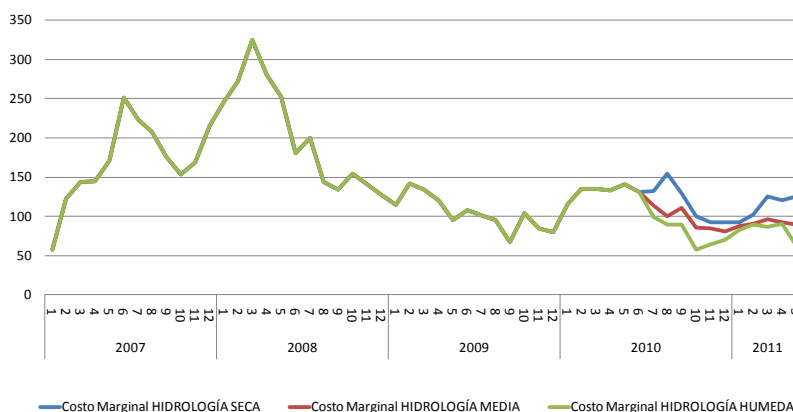
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2010	Junio	131	131	131
-	Julio	132	114	100
-	Agosto	155	101	89
-	Septiembre	130	110	90
-	Octubre	100	86	57
-	Noviembre	92	85	64
-	Diciembre	92	81	70
2011	Enero	93	88	83
-	Febrero	102	91	89
-	Marzo	125	96	87
-	Abril	120	92	90
-	Mayo	125	89	62

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

Figura 14: Costo Marginal Quillota 220 (US\$/MWh)



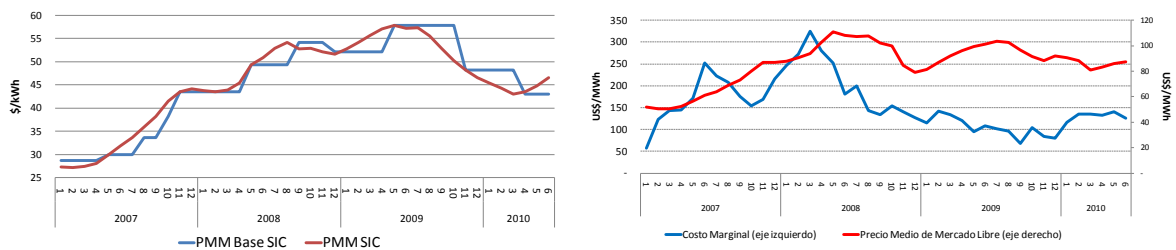
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Análisis Precio Medio de Mercado

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

El precio medio de mercado vigente a partir del primero de junio de 2010 es de 46,53 \$/kWh, lo que representa un alza de 8,22% respecto al precio definido en la indexación de abril de 2010 (43,00 \$/kWh).

Figura 15: Precio Medio de Mercado histórico y esperado



Fuente: CNE, SysteP

RM 88

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

La Tabla 7 expone los resultados obtenidos para las principales empresas actualizados al mes de abril de 2010.

Tabla 7: Saldo total de cuentas RM88 a abril 2010

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	99.404
Gener	50.145
Colbún	75.492
Guacolda	11.973
Pehuenche	14.813

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 junio de 2010 y junio de 2011.

En total se espera la incorporación de 1.570 MW de potencia, incluyendo a las centrales de pasada La Higuera (155 MW) y Confluencia (155 MW) y la central a carbón Ventanas III (240 MW). Se destaca que el ingreso de las centrales a carbón Bocamina II de Endesa y Santa María de Colbún se ven retrasadas conforme a lo informado por las empresas propietarias con posterioridad al terremoto del 27 de febrero, esperando el comienzo de sus operaciones para el segundo semestre de 2011.

Se destaca igualmente la central de embalse Rucatayo, cuyo comienzo de operación se espera para el mes de junio del próximo año.

Unidades en Mantenición

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

- Alfafal (U1 de 89 MW): 25 días en junio.
- Rapel (U4 de 76 MW): 32 días en junio.
- Los Pinos (U1 de 92 MW): 3 días en junio.
- Sauzal (U1 de 25,5 MW): 7 días en junio.
- Curillinque (88 MW): 6 días en junio.
- Sauzal (U2 de 25,5 MW): 14 días en junio.
- Alfafal (U2 de 88,8 MW): 2 días en julio.
- Sauzal (U3 de 25,5 MW): 14 días en julio.
- Rapel (U3 de 75 MW): 4 días en julio.
- San Isidro (U2 de 342 MW): 21 días en agosto.
- El Toro (U1, U2, U3, U4 por 450 MW): 28 días en agosto.

Tabla 8: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Neta [MW]	Potencia Max.
Hidráulicas				
Licán	Candelaria	Pasada	jul-10	17
Confluencia	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	jul-10	155
La Higuera	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	jul-10	155
San Clemente	Colbún	Pasada	jul-10	6
Rucatayo	Hidrosur	Embalse	jun-11	60
Térmicas				
Punta Colorada Fuel I	Barrick Chile Generación	Diesel	jun-10	16,3
EMELDA	Bautista Bosch Ostalé	Diesel	jun-10	76
Campanario IV CA	Southern Cross	Diesel	jun-10	60
Ventanas III	AES Gener	Carbón	jun-10	240
Campanario IV CC	Southern Cross	Diesel	jun-10	60
Calle Calle	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	Diesel	jun-10	20
Bocamina 2	Endesa	Carbón	jun-11	342
Santa María	Colbún	Carbón	jun-11	343
Eólica				
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		jun-10	20
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.570

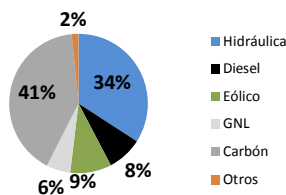
Fuente: CDEC-SIC, Systeep

Tabla 9: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	5.371	7.119
Diesel	1.289	900
Eólico	1.506	3.242
GNL	879	527
Carbón	6.440	11.582
Otros	248	437
TOTAL	15.733	23.807
Aprobado	7.507	10.580
En Calificación	8.226	13.228
TOTAL	15.733	23.807

Fuente: SEIA, Systepe

Figura 16: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Systepe

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 15.733 MW (8.226 MW en calificación), con una inversión de 23.807 MMUS\$. 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.

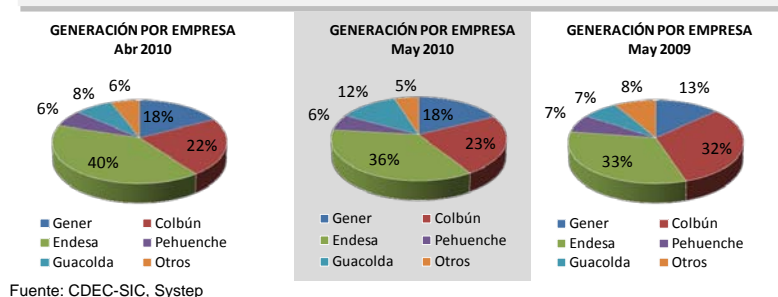
Para el mes de mayo de 2010 se destaca el ingreso de la central Río Picoquén de Hidroangol (19,2 MW en la IX Región), además de la aprobación de los proyectos de centrales de pasada Río Negro y el Callao en la X región; y el proyecto Loma los Colorados, central que opera con biogás y es de propiedad de KDM Energía y Servicios, con 14 MW de capacidad en la Región Metropolitana.

Tabla 10: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	En Calificación	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talnay	Eólica Talnay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Cobón S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Córdobres"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Cobón S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	En Calificación	Eólico	Base	IV
Central Espirito	Termoeléctrica Los Espiritos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cauñín S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	En Calificación	Eólico	Base	VIII

Fuente: SEIA, Systepe

Figura 17: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Resumen Empresas

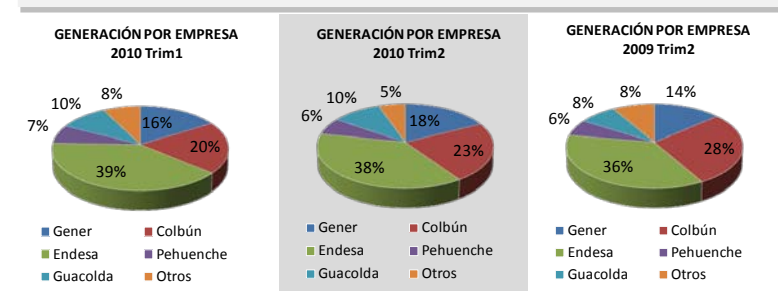
En el mercado eléctrico del SIC existen 5 agentes principales que aportan más del 80% de la producción de energía. Estas empresas son AES Gener, Colbún, Endesa, Pehuenche y Guacolda.

Al mes de mayo de 2010, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 36% de la producción total de energía, seguido de Colbún (23%), Gener (18%), Guacolda (12%) y Pehuenche (6%).

En un análisis por empresa se observa que Gener, Colbún, Pehuenche y Guacolda aumentaron su producción en un 7,4%, 13,2%, 1% y 66,7% respectivamente, en relación a abril. Por otro sólo Endesa disminuyó su producción para el mismo período en un 3,6%. El aumento de la empresa Guacolda se debe en gran medida a la operación a pleno de su central a carbón Guacolda IV, la que comenzó a operar en enero de este año.

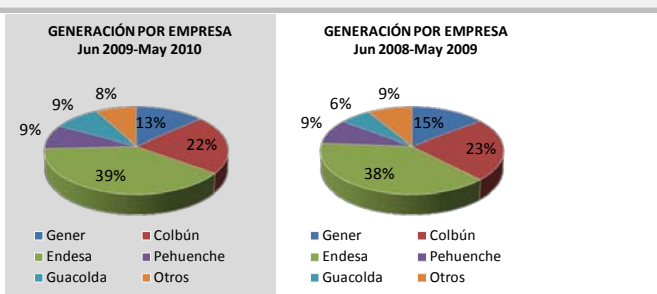
En las Figura 17 a Figura 19 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

Figura 18: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 19: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses

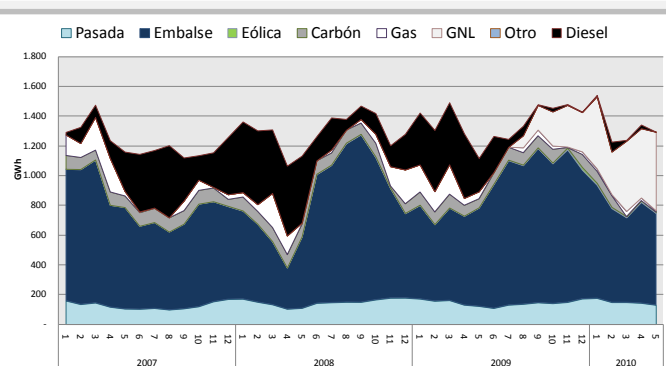


Fuente: CDEC-SIC, Syste

ENDESA

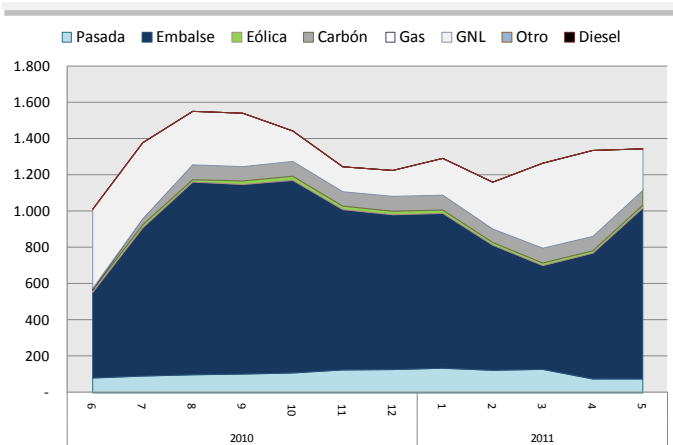
Analizando por fuente de generación, durante el mes de mayo la producción utilizando centrales de embalse exhibe una reducción de 9% respecto al mes de abril, con una baja de 6,6% en relación a mayo de 2009. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presenta una baja de 9,2% respecto a abril, con un aumento de 6,4% respecto a mayo de 2009. La generación diesel presenta una baja de 96,2% respecto al mes de abril, con una disminución de 99,6% respecto a mayo del año anterior. Respecto a la generación a carbón, al igual que el mes anterior, y dados los daños de la central Bocamina producto del terremoto, es que no se presentó generación con este tipo de combustible. Finalmente, el aporte de las centrales a gas presenta una baja de 56,7% respecto a abril, con una fuerte disminución respecto a mayo de 2009 dada la salida de las unidades Tal Tal; mientras que la generación utilizando GNL presenta un alza de 13,4% respecto al mes de abril.

Figura 20: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 21: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 11: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Abr 2010	May 2010	May 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	144	131	123	-9,2%	6,4%
Embalse	678	617	660	-9,0%	-6,6%
Gas	17	8	47	-56,7%	-83,9%
GNL	467	530	0	13,4%	0,0%
Carbón	0	0	61	0,0%	-100,0%
Diésel	25	1	225	-96,2%	-99,6%
Eólico	12	10	2	-23,0%	300,8%
Total	1.344	1.296	1.118		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Jun 2009-May 2010	Jun 2008-May 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.744	1.868	-6,6%
Embalse	9.858	9.254	6,5%
Gas	200	1.077	-81,4%
GNL	3.269	0	0,0%
Carbón	672	908	-26,0%
Diesel	512	2.907	-82,4%
Eólico	98	32	203,7%
Total	16.353	16.046	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 13: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2010 Trim1	2010 Trim2	2009 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	477	275	364	-24,4%	-42,2%
Embalse	1.960	1.294	2.090	-38,1%	-34,0%
Gas	56	25	97	-74,2%	-55,8%
GNL	1.246	997	0	0,0%	-20,0%
Carbón	160	0	210	-100,0%	-100,0%
Diesel	83	26	904	-97,1%	-68,7%
Eólico	30	22	6	272,1%	-27,0%
Total	4.013	2.640	3.670		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

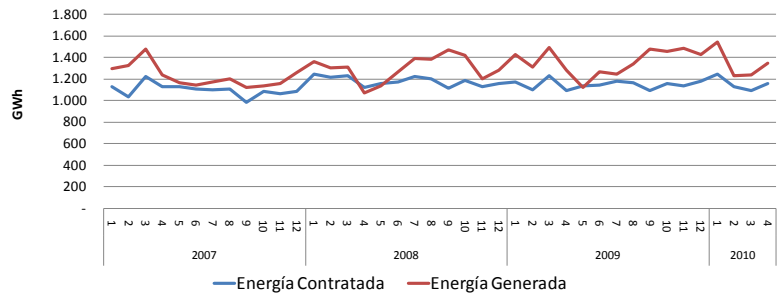
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante abril de 2010 fue de 1.344 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.159 GWh; por tanto, por su carácter excedentario, realizó ventas de energía en el mercado *spot*.

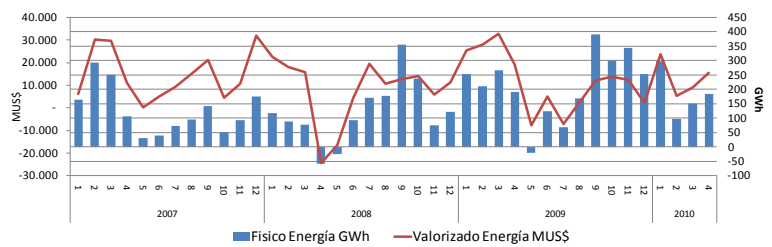
En la Figura 22 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

Figura 22: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 23: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Transferencias de Energía

Durante el mes de abril de 2010 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 184,9 GWh, las que son valorizadas en 15,45 MMUS\$. En la Figura 23 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 mayo, la producción utilizando centrales a carbón exhibe un alza de 48,2% respecto al mes de abril, con un aumento de 99,5% en relación a mayo de 2009. Tal situación se debe al aumento en la operación de las unidades Nueva Ventanas y Ventanas II. La generación en base a centrales de pasada muestra una baja de 12,2% respecto a abril, con un alza de 15,9% en relación al mismo mes del año 2009. Por su parte, las centrales diesel muestra una disminución de 41,6% respecto al mes de abril y una baja de 33,2% respecto al mismo mes del año 2009, principalmente dada la disminución en la generación de la unidad Nueva Renca operando con diesel.

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

En la Figura 25 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					
	Abr 2010	May 2010	May 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	130	114	98	-12,2%	15,9%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	18	4	5	-76,3%	-14,1%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	281	417	209	48,2%	99,5%
Diesel	150	88	131	-41,6%	-33,2%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	9	9	10	0,3%	-4,1%
Total	588	632	453		

Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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

GENERACIÓN GENER			
	Jun 2009-May 2010	Jun 2008-May 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.475	1.574	-6,3%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	100	10	879,4%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	2.953	2.681	10,2%
Diesel	936	1.685	-44,5%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	106	109	-2,0%
Total	5.570	6.058	

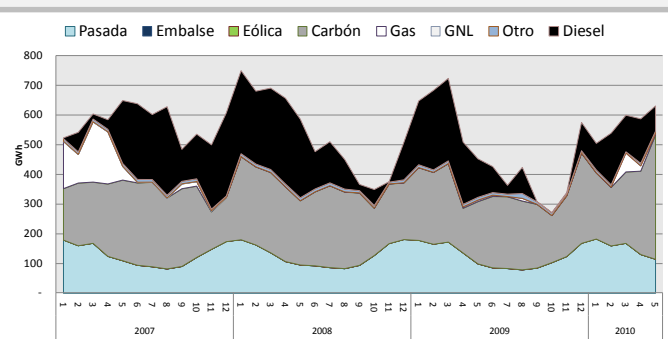
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Tabla 16: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2010 Trim1	2010 Trim2	2009 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	508	244	318	-23,4%	-52,1%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	65	22	13	65,1%	-66,3%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	659	698	593	17,7%	5,9%
Diesel	391	238	437	-45,6%	-39,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	22	18	27	-32,7%	-18,8%
Total	1.645	1.220	1.389		

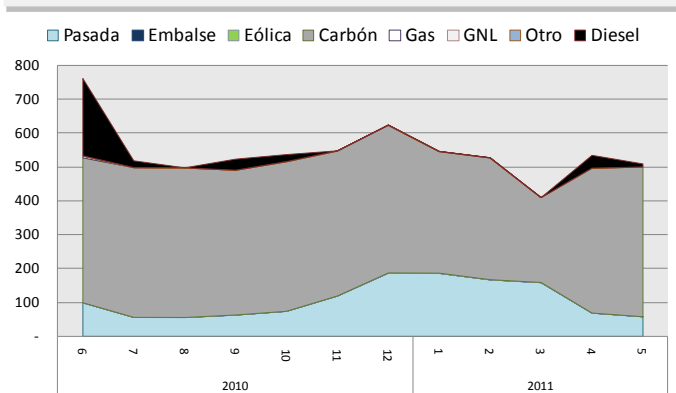
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 24: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 25: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

GENER

Generación Histórica vs Contratos

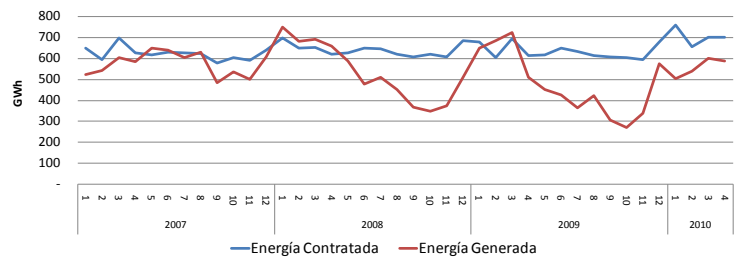
La generación real de energía para Gener durante abril de 2010 fue de 588 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 700 GWh; por tanto, tuvo que realizar compras de energía en el mercado *spot*.

En la Figura 26 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

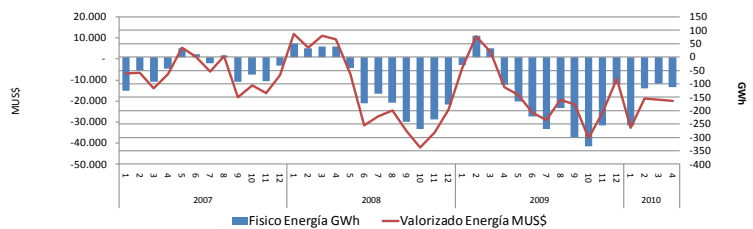
Durante el mes de abril de 2010 las transferencias de energía de Gener ascienden a -112,2 GWh, las que son valorizadas en -19,87 MMUS\$. En la Figura 27 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.²

Figura 26: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 27: 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 mayo, la producción de las centrales de embalse exhibe un alza de 69,2% respecto al mes de abril, con un aumento de 11,8% en relación a mayo de 2009. Tal situación se debe al aumento de la generación del conjunto Colbún – Machicura, alcanzando niveles similares a los presentados el año 2009. La generación en base a centrales diesel presenta una disminución de 13,9% respecto a abril, con una baja de 66,6% respecto a mayo de 2009. Por último, las centrales de pasada presentan un aumento en su aporte de un 13,9% respecto a abril, y una baja de 7,2% respecto al mismo mes del año 2009. Respecto a la generación con gas, esta presenta un descenso de 20,6% respecto al mes anterior, destacándose también la generación con GNL como combustible para las centrales Nehuenco.

En la Figura 29 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal. Se destaca el retraso para mediados del 2011 de la central Santa María de 343 MW, primera central a carbón de la empresa.

Tabla 17: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Abr 2010	May 2010	May 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	175	199	214	13,9%	-7,2%
Embalse	261	442	396	69,2%	11,8%
Gas	60	48	15	-20,6%	227,6%
GNL	69	0	0	-100,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	181	156	466	-13,9%	-66,6%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	746	844	1.090		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN COLBUN			
	Jun 2009-May 2010	Jun 2008-May 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.386	2.388	-0,1%
Embalse	3.889	4.376	-11,1%
Gas	313	254	23,1%
GNL	354	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	2.056	2.638	-22,1%
Eólico	0	0	0,0%
Total	8.998	9.657	

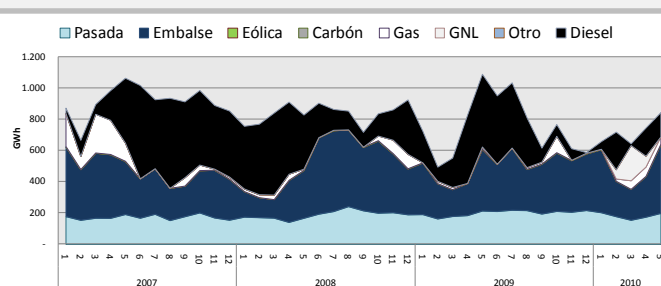
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 19: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2010 Trim1	2010 Trim2	2009 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	536	373	610	-38,8%	-30,3%
Embalse	830	704	905	-22,3%	-15,2%
Gas	71	107	15	639,9%	51,2%
GNL	285	69	0	0,0%	-75,6%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	301	337	1.340	-74,9%	11,8%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.023	1.590	2.869		

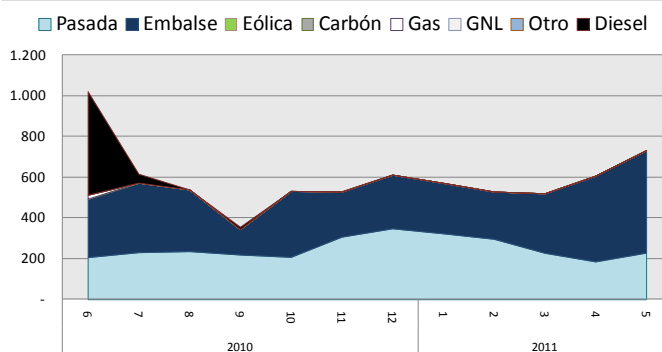
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 28: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 29: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

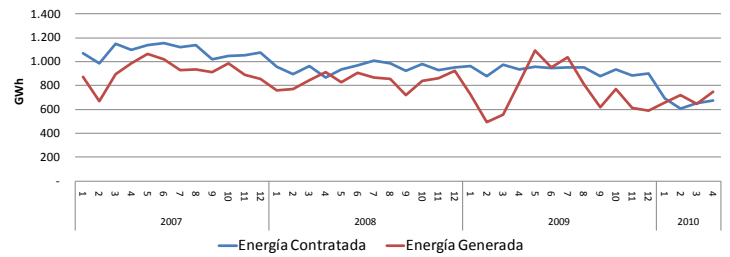
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante abril de 2010 fue de 746 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 672 GWh; por tanto, tuvo que realizar ventas de energía a costo marginal en el mercado *spot*, por su carácter de excedentario.

En la Figura 30 se ilustra el nivel de contratación estimado para Colbún junto a la producción real de energía.

Figura 30: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

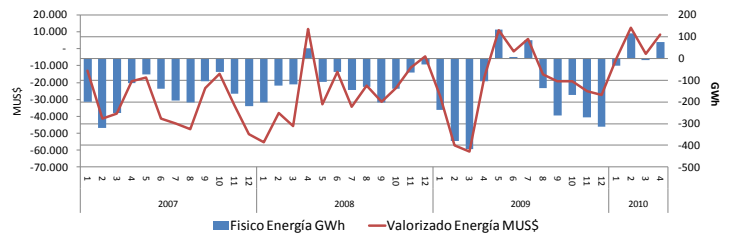


Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Transferencias de Energía

Durante el mes de abril de 2010, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 73,9 GWh, las que son valorizadas en 8,31 MMUS\$. En la Figura 31 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.³

Figura 31: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

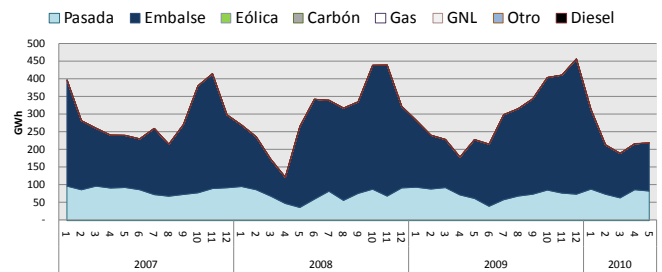
³ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el *spot*.

PEHUENCHE

Durante el mes de mayo, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un aumento de 4,4% respecto al mes de abril, y un descenso de 18,3% en relación a mayo de 2009. De igual forma, la generación en base a centrales de pasada muestra una disminución de 4,2% respecto a abril, con un alza de 33,8% en relación al mismo mes del año 2009.

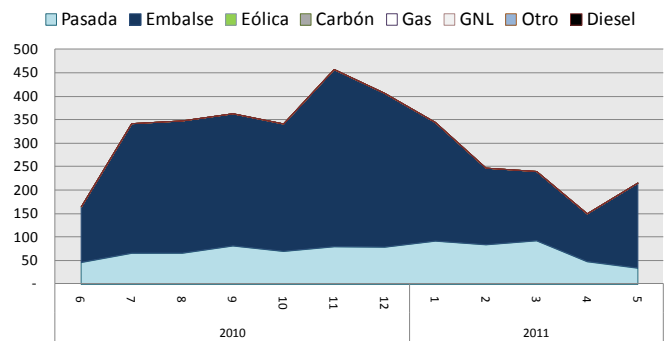
En la Figura 33 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 32: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 33: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 20: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Abr 2010	May 2010	May 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	87	83	62	-4,2%	33,8%
Embalse	131	137	167	4,4%	-18,3%
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	218	220	229		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Jun 2009-May 2010	Jun 2008-May 2009	Var. Últimos 12 meses
Pasada	875	934	-6,4%
Embalse	2.735	2.772	-1,3%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	3.610	3.706	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 22: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2010 Trim1	2010 Trim2	2009 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	226	170	174	-2,5%	-24,9%
Embalse	493	268	451	-40,7%	-45,8%
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	720	438	626		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

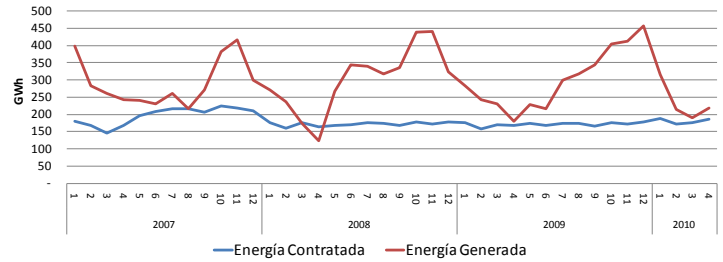
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante abril de 2010 fue de 218 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 187 GWh; por tanto tuvo que realizar ventas de energía en el mercado *spot*.

En la Figura 34 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

Figura 34: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)

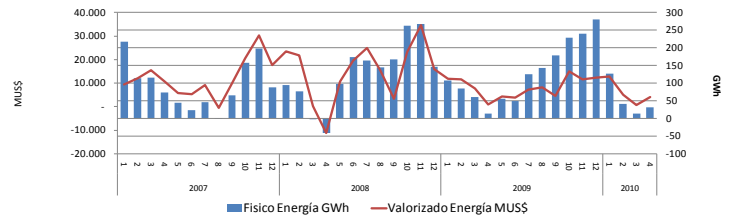


Fuente: CDEC-SIC, System

Transferencias de Energía

Durante el mes de abril de 2010 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 31,2 GWh, las que son valorizadas en 4,07 MMUS\$. En la Figura 35 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.⁴

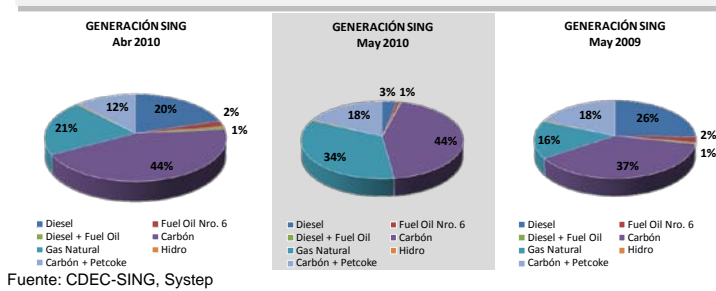
Figura 35: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, System

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

Figura 36: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de mayo de 2010 la generación de energía en el SING se redujo en un 1,5% respecto a abril, con una disminución de 2,1% respecto a mayo de 2009.

Se observa que la generación diesel disminuyó en un 84,6% con respecto a abril, mientras que la generación a carbón se redujo en un 1,4%. La generación con gas natural aumentó en un 63,6% respecto al mes pasado.

En la Figura 37 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2007. Se observa que ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón en el pasado, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Durante el mes de mayo el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 101 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa una disminución de 30% respecto al mes anterior.

La operación con diesel se ha mantenido en niveles altos a partir de 2007, situación que ha ido disminuyendo durante el año 2010, lo que contrasta con la utilización actual de este combustible en el SIC y la proyección realizada por el CDEC-SIC mostrada en la Figura 7. Adicionalmente, el aumento de la participación del gas natural en la generación permitió una disminución importante del costo marginal, como se observa en la Figura 37.

Figura 37: Generación histórica SING (GWh)

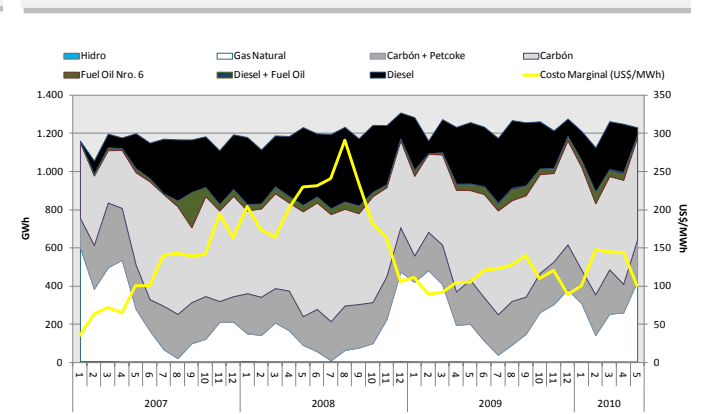


Figura 38: Generación histórica SING (%)

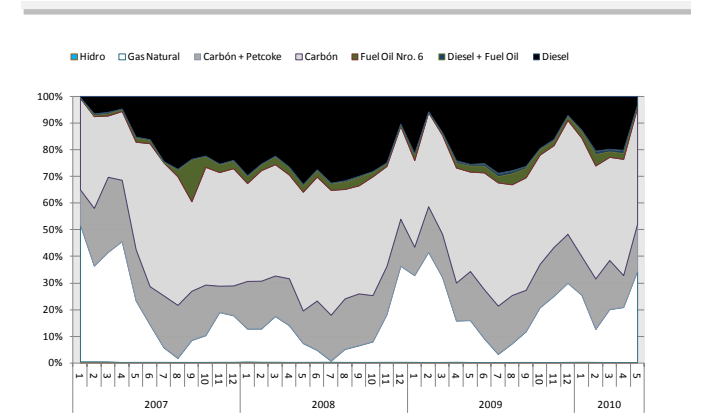
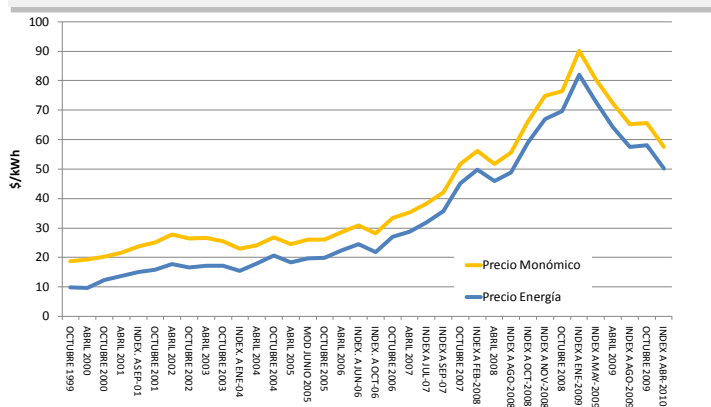
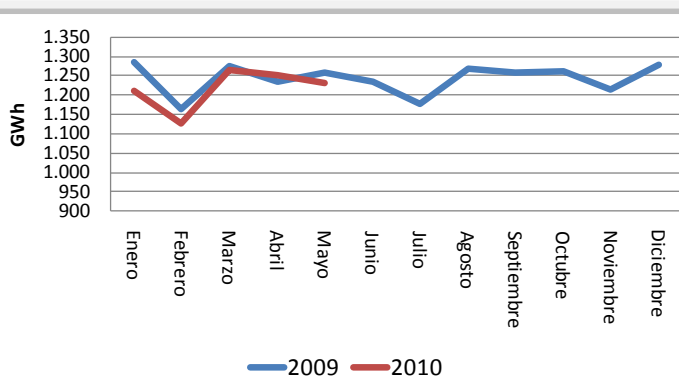


Figura 39: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Syste

Figura 40: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Syste

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

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

De esta forma, a partir del seguimiento de las fórmulas de indexación de los precios de nudo derivados de la fijación de Octubre de 2009, el precio de la energía del SING experimentó una variación superior al 10% en el mes de abril.

Los valores definidos por la autoridad son de 50,12 \$/kWh para el precio de la energía y 4.571,04 \$/KW/mes para el precio de la potencia, en la barra Crucero 220, los que determinan un precio monómico de 57,42 \$/kWh. Este valor representa una disminución de un 11,91% en pesos respecto a la fijación del precio de nudo de Octubre de 2009. Estos valores rigen a partir del 16 de abril en adelante.

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

Generación de Energía

En el mes de mayo, la generación real del sistema fue de 1.232 GWh. Esto representa una disminución de 2,1% con respecto al mismo mes del 2009.

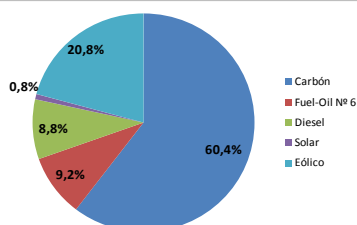
La generación acumulada a mayo del año 2010 es de 6.082 GWh, lo que comparado con los 6.213 GWh acumulados al mismo mes del año 2009, representa una disminución de 2%.

Tabla 23: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.420	2.750
Fuel-Oil Nº 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	18	80
Eólico	489	1.217
TOTAL	2.350	4.689
<hr/>		
Aprobado	2.231	4.499
En Calificación	119	190
TOTAL	2.350	4.689

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 41: 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 24 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de junio de 2010, considerando aquéllos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.350 MW (119 MW en calificación), con una inversión de 4.689 MMUS\$.

Durante el mes de mayo el listado de proyectos en evaluación no sufrió modificaciones.

Tabla 24: 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 Termoelectrica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	En Calificación	Carbón	Base	I
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	Aprobado	Eólico	Base	II
Central Termoelectrica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoelectrica Parinacota	Termoelectrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon Iñaki Segovia De Celaya	9	40	01-03-2010	En Calificación	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 Meridiana Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, SysteP

Análisis Precios de Licitación SING

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

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US\$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 25). 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 25: Precios de Licitación (precios indexados a mayo de 2010)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado May-10	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	108,47	2012

Precios de combustibles

En la Figura 42 se muestran los precios del gas natural argentino, diesel y carbón, obtenidos del primer informe de precios de combustibles publicado durante el mes en el CDEC-SING, calculados como el promedio de los precios informados por las empresas para sus distintas unidades de generación. Se destaca que el precio del gas natural se redujo en los meses de abril y mayo debido a las pruebas de GNL en las unidades de GasAtacama, cuyo costo es menor dado que los contratos por el GNL son take-or-pay, por tanto corresponden a un costo fijo y no variable.

Figura 42: Valores informados por las Empresas

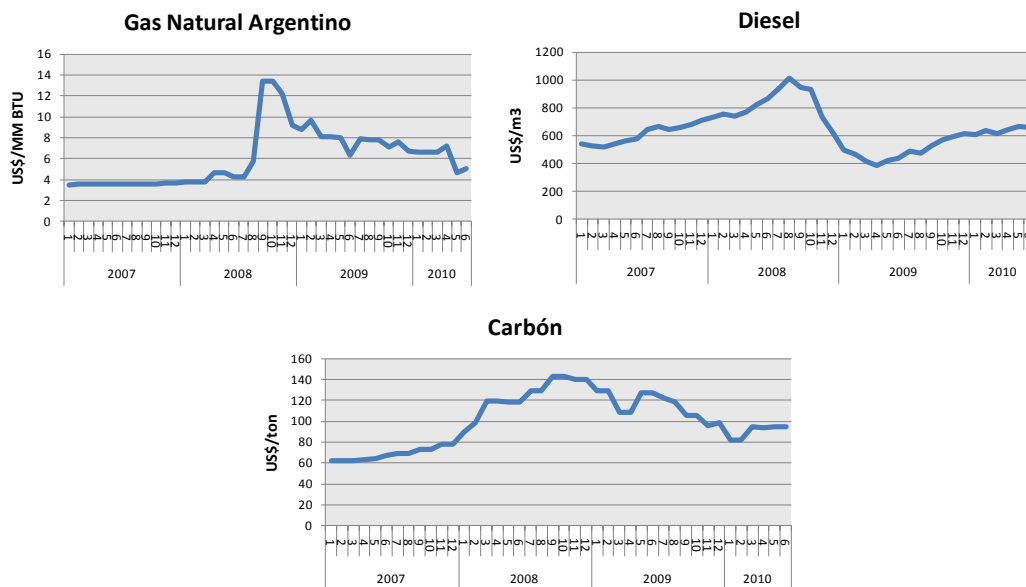


Tabla 26: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

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

Fuente: CDEC-SING, Syste

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

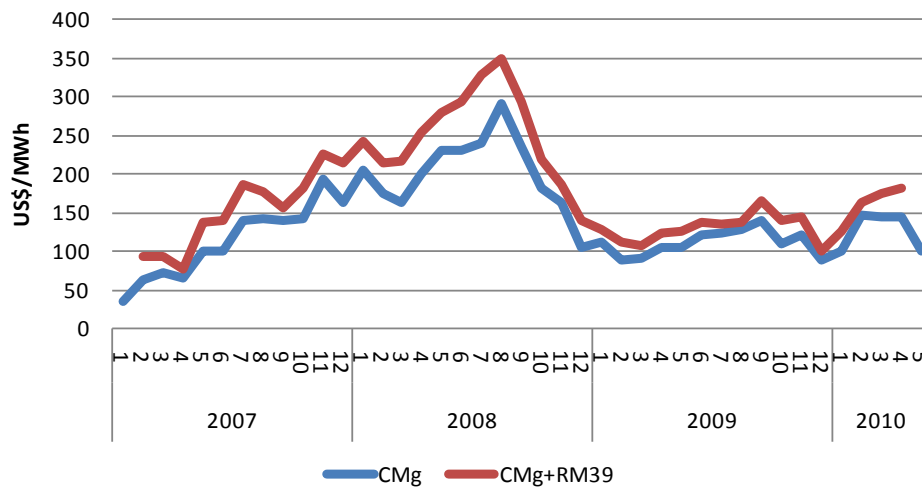
Valores Históricos

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. Durante los últimos meses, esta tendencia se ha revertido debido a la abrupta baja en el precio del petróleo diesel. Para el mes de mayo, el costo marginal fue de 101 US\$/MWh, lo que representa una variación de 4% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 30% respecto al mes de abril de 2010.

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

La Figura 43 muestra la evolución del costo marginal en la barra de Crucero 220, incluyendo el valor de la RM39 con datos disponibles a partir de febrero de 2007 y hasta el mes de abril de 2010, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de abril. La RM39 compensa a los generadores que se ven perjudicados por la operación bajo las siguientes consideraciones: mayor seguridad global de servicio, pruebas y operación a mínimo técnico. Para el mes de abril, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 37,6 US\$/MWh.

Figura 43: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, Syste

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del primero de junio de 2010 es de 64,338 \$/kWh, que representa un alza de 7,32% respecto al Precio Medio Base (59,951 \$/kWh) fijado en la indexación de abril de 2010.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 27 muestra las obras de generación en construcción, según datos entregados por la CNE en el informe de precio nudo del mes de octubre de 2009, junto con actualizaciones del CDEC.

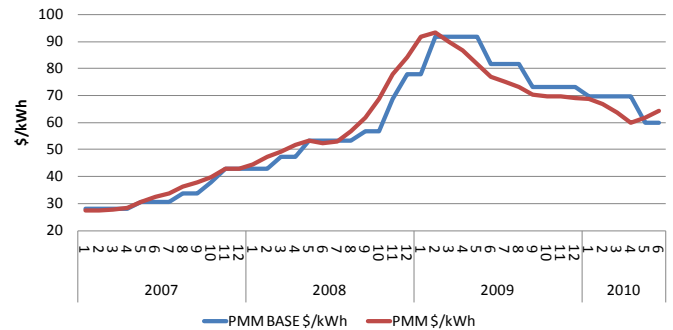
En total se incorporarán 790 MW de potencia entre cuatro unidades a carbón, las que entrarán en funcionamiento en un horizonte de 2 años. Debido al horizonte de tiempo en que ingresarán las centrales en construcción se espera que continúen las dificultades de operación en el SING, dependiendo de unidades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

Unidades en Mantenimiento

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

- TG2A (Gas Atacama): 130 MW en julio.
- NTO1 (Mejillones): 136 MW en agosto.
- U10 (Tocopilla): 38 MW en agosto.
- U11 (Tocopilla): 38 MW en agosto.
- U14 (Tocopilla): 136 MW en agosto.

Figura 44: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, SysteP

Tabla 27: Futuras centrales generadoras en el SING

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

Fuente: CNE, CDEC-SING

Resumen Empresas

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

Al mes de mayo de 2010, el actor más importante del mercado es Electroandina, con un 33% de la producción total de energía, seguido por E-CL y Norgener con un 19% y 16%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que sólo Electroandina y Norgener aumentaron su producción en un 10,5% y 1% en relación a abril de 2010, respectivamente. Por su parte GasAtacama, AES Gener, E-CL y Celta vieron para el mismo período disminuida su producción en un 12,3%, 5,5%, 5,5% y 3,5%, respectivamente. En la Figura 45 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 46 se presentan las transferencias de energía de las empresas en abril de 2010. Se observa que el mayor cambio con respecto al mes anterior se da en E-CL, la que cambió su condición de excedentaria a deficitaria durante el mes de abril.

Figura 45: Energía generada por empresa, mensual

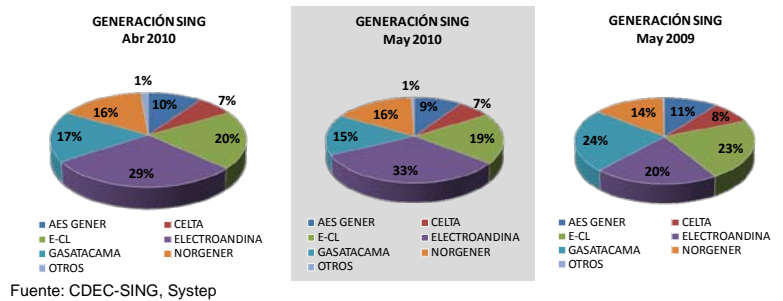
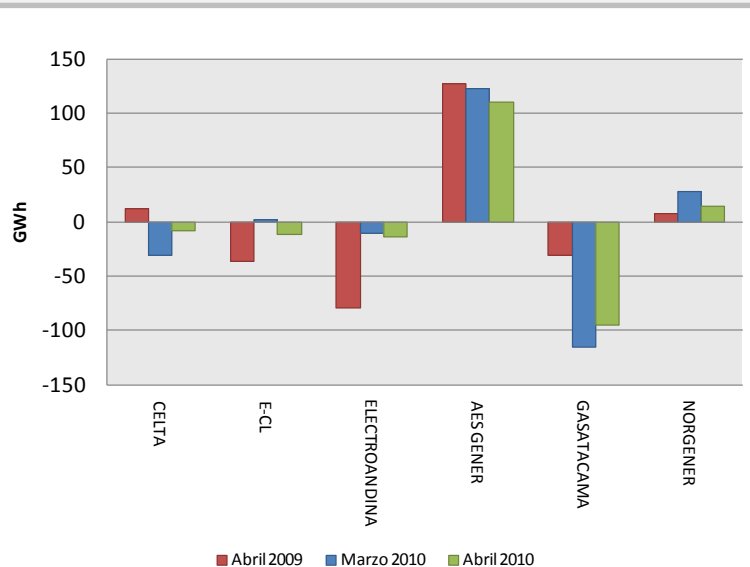


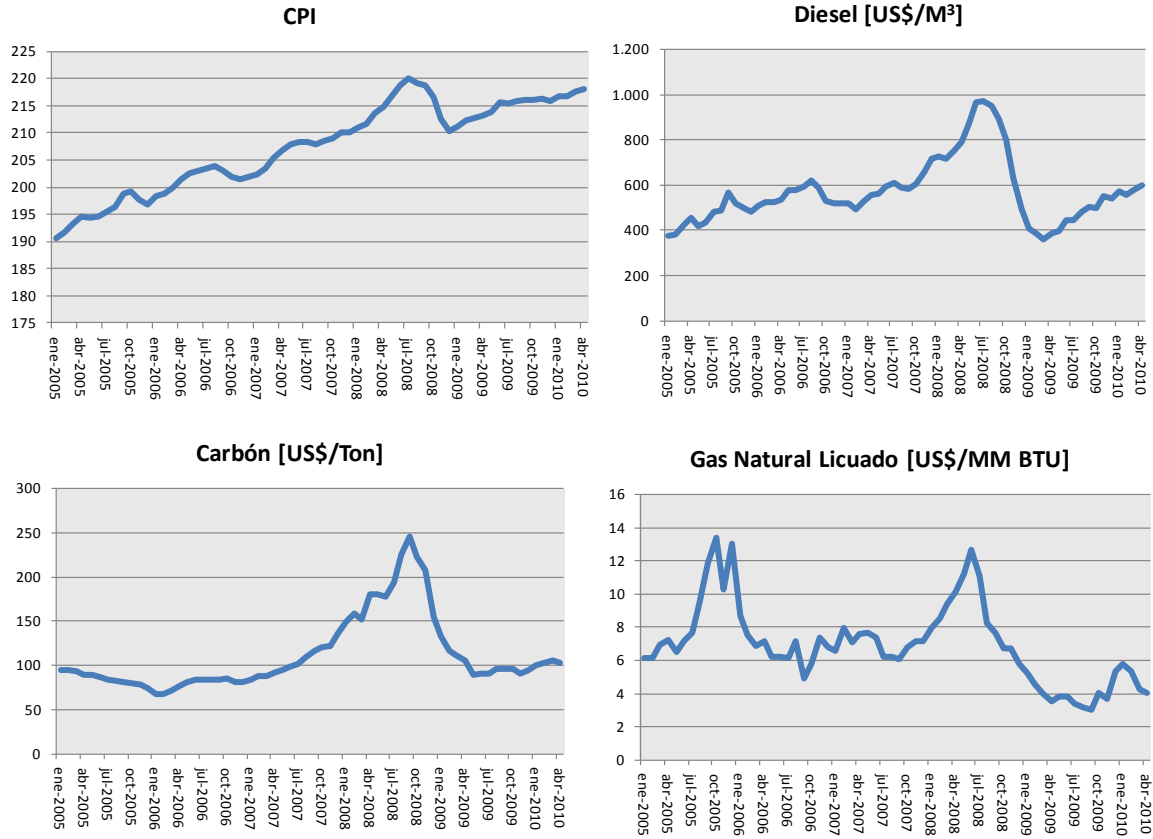
Figura 46: Transferencias de energía por empresa, mensual



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 mayo de 2010

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado May-10	Indexado May-10	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	75,3	74,6	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	74,8	74,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	75,1	75,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	128,9	128,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	129,7	129,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	130,4	130,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	131,9	131,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	132,7	132,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	133,5	133,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	133,8	133,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	133,8	133,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	133,8	133,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	133,8	133,8	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	91,3	91,3	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	81,3	81,3	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	68,1	66,7	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	141,4	132,1	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	136,4	132,8	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	136,4	132,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	72,9	72,0	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	141,4	132,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	141,4	132,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	141,4	132,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	141,4	132,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	141,4	132,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	141,4	132,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	141,4	132,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	141,4	132,1	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	69,6	71,5	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	70,9	72,9	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	61,3	60,1	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	61,0	59,7	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	57,9	60,5	59,3	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	141,4	132,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	141,4	132,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	141,4	132,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	141,4	132,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	141,4	132,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,3	55,3	54,6	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	62,4	61,6	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	141,4	132,1	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	55,0	54,5	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	55,3	54,8	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	55,0	55,0	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	54,0	54,0	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	133,8	133,8	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	59,9	59,9	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	50,7	52,1	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	56,0	54,9	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	56,0	54,9	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	141,4	132,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	141,4	132,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	141,4	132,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	141,4	132,1	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	141,4	132,1	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	70,4	69,8	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	141,4	132,1	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	141,4	132,1	2010

Fuente: System

Figura II-II: Índices de Indexación

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

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

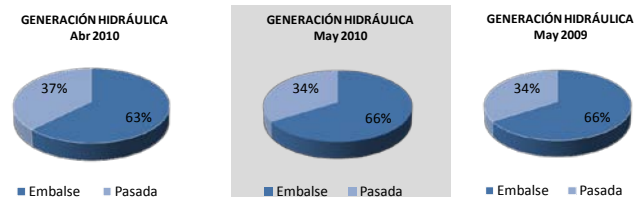
La generación en el SIC en el mes de mayo, utilizando el recurso hídrico para la producción de la energía, muestra una variación de un -2,7% respecto al mismo mes del año anterior, de un 5,7% en comparación al mes recién pasado, y de un -0,7% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -2,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un 11,8% en comparación al mes recién pasado, y de un 0,5% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -3,4% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -4,4% en comparación al mes recién pasado, y de un -2,9% en relación a los últimos 12 meses.

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

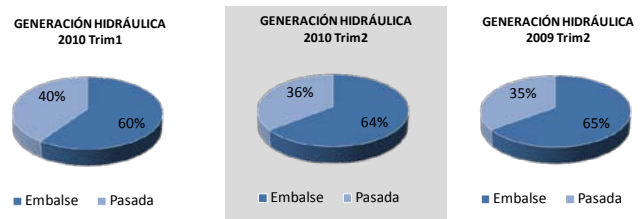
GENERACION HIDRÁULICA			
	Abr 2010	May 2010	May 2009
Embalse	1.070	1.196	1.223
Pasada	640	612	634
Total	1.710	1.807	1.857



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

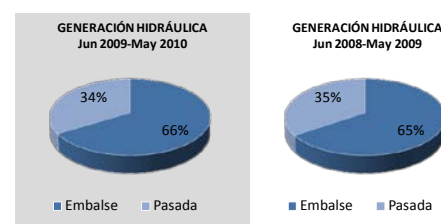
GENERACION HIDRÁULICA			
	2010 Trim1	2010 Trim2	2009 Trim2
Embalse	3.283	2.266	3.446
Pasada	2.218	1.252	1.863
Total	5.501	3.517	5.309



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

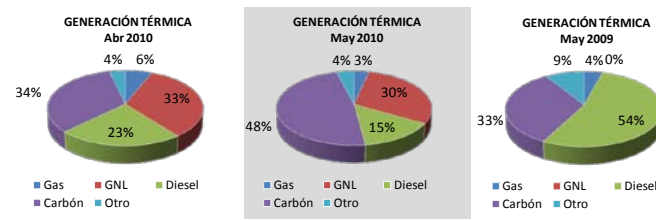
GENERACION HIDRÁULICA		
	Jun 2009-May 2010	Jun 2008-May 2009
Embalse	16.482	16.403
Pasada	8.410	8.658
Total	24.891	25.061



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

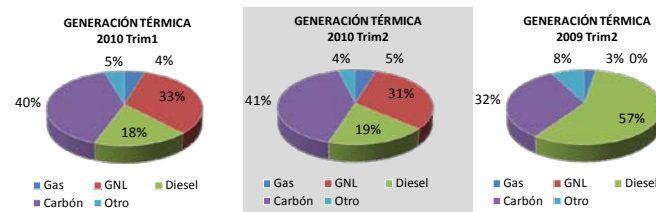
GENERACION TÉRMICA			
	Abr 2010	May 2010	May 2009
Gas	100	62	66
GNL	537	530	0
Diesel	379	262	846
Carbón	541	851	525
Otro	59	73	141
Total	1.616	1.778	1.578



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

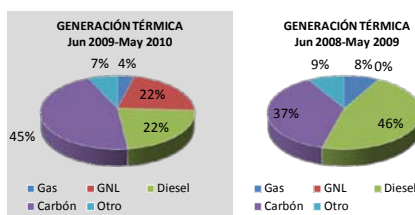
GENERACION TÉRMICA			
	2010 Trim1	2010 Trim2	2009 Trim2
Gas	213	162	127
GNL	1.531	1.066	0
Diesel	822	641	2.798
Carbón	1.827	1.392	1.582
Otro	214	132	376
Total	4.607	3.393	4.882



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACION TÉRMICA		
	Jun 2009-May 2010	Jun 2008-May 2009
Gas	649	1.343
GNL	3.623	0
Diesel	3.707	7.637
Carbón	7.439	6.147
Otro	1.168	1.420
Total	16.585	16.547



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de mayo, muestra una variación de un 12,6% respecto al mismo mes del año anterior, de un 10% en comparación al mes recién pasado, y de un 0,2% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas, se presentan con una variación de -6,5% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -38,1% en comparación al mes recién pasado, y de un 51,7% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, se presentan con una variación de 0% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -1,2% en comparación al mes recién pasado, y de un 0% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, se presentan con una variación de -69,0% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -30,7% en comparación al mes recién pasado, y de un -51,5% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 62,2% respecto al mismo mes del año anterior, de un 57,1% en comparación al mes recién pasado, y de un 21% 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 -48,5% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 22,8% en comparación al mes recién pasado, y de un -17,8% en relación a los últimos 12 meses.

RM 88

Tabla V-I Resumen por empresas a abril 2010 (\$)

EMPRESA	Total				Saldo Total Cuenta RM88 (Valores Actualizados a Abr-10)			
	Compras a Costo Marginal de Energía	Subtransmisión	Total Diferencia	Total diferencia Actualizada a Abr-10	Total diferencia Actualizada a Abr-09	Diferencia no recaudada Sep 09-Abr 10	Cuenta Remanente Periodos Anteriores (pendiente por tope del 20% Pnudo)	Total Saldo Acumulado Abr-10
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
PEHUENCHE	4.741.200.792	-266.852.344	128.140.963	129.380.919	129.380.919	-10.744.591	14.694.158.657	14.812.794.985
COLBUN	25.894.680.224	-1.458.099.558	729.697.385	736.646.111	736.646.111	-54.430.092	74.810.089.238	75.492.305.257
ENDESA	33.355.490.232	-1.885.904.314	886.536.243	895.135.155	895.135.155	-71.720.846	98.581.013.070	99.404.427.379
SGA	1.443.854.578	-81.737.082	38.492.931	38.867.086	38.867.086	-2.370.863	3.281.101.616	3.317.597.839
PUYEHUE	378.246.935	-21.289.703	10.222.358	10.321.276	10.321.276	-861.408	1.179.721.304	1.189.181.172
GUACOLDA	5.739.962.722	-323.024.173	156.303.659	157.811.897	157.811.897	-8.822.831	11.824.342.454	11.973.331.519
GENER	12.224.839.096	-690.352.988	340.187.961	343.425.445	343.425.445	-23.148.390	31.523.049.856	31.843.326.911
ESSA	5.680.623.104	-319.763.101	150.571.469	152.039.206	152.039.206	-13.339.791	18.163.055.277	18.301.754.693
IBENER	729.605.842	-41.063.153	19.720.905	19.911.729	19.911.729	-68.950.343	2.200.494.633	2.151.456.019
ARAUCO	1.873.089.381	-110.091.938	45.956.667	46.405.975	46.405.975	-4.528.275	6.289.448.004	6.331.325.705
CAMPANARIO	4.404.523.079	-247.907.669	119.036.743	120.188.621	120.188.621	-3.921.944	5.628.486.361	5.744.753.038
ELEKTRAGEN	576.525.529	-32.449.340	15.581.472	15.732.247	15.732.247	-794.379	1.373.637.482	1.388.575.351
FPC	0	0	0	0	0	0	0	0
SC DEL MAIPO	27.547.858	-1.550.495	744.539	751.744	751.744	-48.909	78.563.160	79.265.994
TECNORED	336.409.739	-18.939.360	9.192.853	9.281.444	9.281.444	-336.542	544.135.211	553.080.112
POTENCIA CHILE	1.227.054.916	-69.064.549	33.056.755	33.377.016	33.377.016	-1.235.811	2.182.564.702	2.214.705.907
PSEG	0	0	0	0	0	0	0	0
GESAN	8.907.691	-501.358	240.749	243.079	243.079	-7.628	15.182.071	15.417.522
PACIFIC HYDRO	83.633.317	-4.708.542	2.259.018	2.280.882	2.280.882	-53.048	114.835.957	117.063.791
LA HIGUERA	775.571.098	-43.660.884	20.260.032	20.458.622	20.458.622	-432.580	938.888.375	958.914.417
HIDROMAULE	197.948.680	-11.141.285	5.349.981	5.401.750	5.401.750	-39.468	252.199.182	257.561.465
ELECTRICA CENIZAS	116.624.764	-6.564.522	1.255.854	1.275.383	1.275.383	-133.533	74.820.810	75.962.661
EPSA	251.064.909	-14.130.856	2.704.524	2.746.570	2.746.570	25.012	208.666.967	211.438.549
EL MANZANO	57.735.032	-3.249.541	1.560.411	1.575.510	1.575.510	753	27.816.617	29.392.881
LOS ESPINOS	1.672.006.514	-104.595.601	34.700.626	35.077.210	35.077.210	-1.419.615	472.033.206	505.690.801
ENLASA	3.333.818.517	-187.285.032	118.148.193	119.189.739	119.189.739	-1.537.143	671.488.196	789.140.792
CRISTORO	8.000.070	-450.669	218.370	220.483	220.483	-9.270	2.972.463	3.183.676
PETROPOWER	859.576.059	-48.380.374	23.172.919	23.397.366	23.397.366	66.629.126	1.303.238.618	1.393.265.109
GAS SUR	194.649.535	-10.956.345	2.096.052	2.128.645	2.128.645	-84.135	26.978.851	29.023.361
ORAFI	577.706	-32.121	13.463	13.593	13.593	-1.029	330.017	342.581
NUEVA ENERGIA	167.383.996	-9.440.164	2.578.238	2.610.923	2.610.923	-317.165	456.423.357	458.717.116
PANGUIPULLI	275.408.282	-32.336.800	-3.902.029	-3.957.189	-3.957.189	0	0	-3.957.189
HIDROELEC	4.084.362	-229.443	112.417	113.508	113.508	0	0	113.508
PACIFICO	415.215.619	-25.921.074	15.036.166	15.165.359	15.165.359	0	0	15.165.359
NORVIND	23.108.038	-1.557.461	-559.991	-567.553	-567.553	0	0	-567.553
MONTE REDONDO	36.403.073	-2.453.535	-882.178	-894.090	-894.090	0	0	-894.090
TOTAL	107.115.371.288	-6.075.685.374	2.907.805.717	2.935.755.661	2.935.755.661	-202.634.736	276.919.735.711	279.652.856.636

Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-06-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón	Base	II
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	VI
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	II
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuevo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	En Calificación	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talrey	Eólica Talrey S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Cobón S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	En Calificación	Carbón	Base	II
"Central Hidroeléctrica Los Córdobes"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Central Hidroeléctrica San Pedro	Cobón 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	II
Proyecto Hidroeléctrico ACHBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Chamiá	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda # 4	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	II
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Amayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	En Calificación	Eólico	Base	IV
Central Espiro	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	CMPCC 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	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96	36	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº2	Base	II
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
DIA Parque Eólico El Pacífico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EIMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostale	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo FFO 180	Base	II
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69	82	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	II
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69	168	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Valparaiso	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº6	Base	II
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66	123	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº2	Base	VII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº6	Base	II
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmo	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pitrmaquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pitrmaquén 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	VIII
Centrales Hidroeléctricas Río Puelche	HYDROCHILE SA	50	140	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norwind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Parque Eólico Toloral	Novoro S.A. Transmisión, Generación y Distribución de Energía Eléctrica	44,5	100	18-10-2007	Aprobado	Eólico	Base	V
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VÍNALES	Asesaderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VI
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Bankit Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	V
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	VIII
Central Hidroeléctrica de Pasada Tupan Central/Tupan	Asociación de Canalistas Canal Zapahu	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	V
Central Termoeléctrica Punta Colorada, V Región	Compañía Bankit Chile Generación Limitada	32,6	50	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	V
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	Cobón S.A.	30,0	74	13-04-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
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	V
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo FFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Ausa Calientes Chiguacalientes	HYDROCHILE SA	24	60	15-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	38	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43	11-11-2009	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	18,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	V
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda	20	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Cale Cale"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hornos	Besako Construcciones S.A	20	50,0	09-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoquén	Hidroangol S.A.	19	45,0	02-06-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Carilafuén-Maitacahuelo	Eduardo Jose Pusichel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Homopiren	HDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Eléctrica Cenizas	Eléctrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostaza	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14	40	02-09-2009	Aprobado	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celulosa SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Tero"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Comercio	Hidroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Butamat, Región del Bio-Bio	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 Peñahuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15	10-07-2008	Aprobado	Eólica	Base	VII
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	V
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	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco, Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMQD-SIC	III
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPL CH Cayucupul	Hidroeléctrica Cayucupul Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-asa)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	Aprobado	Eólica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Linay S.A.	6	15	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Cobón S.A.	6	12	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMQD-SIC	VII
Central de Pasada Tacura	Marío García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hidroaustral S.A.	5,5	15	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Naitas	Hidroaustral 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 Corp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De La Sotta	4,7	7,4	30-09-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA PALOMA	HDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	V
Central Hidroeléctrica Río Husco	Hidroeléctrica Río Husco S.A.	4,3	9	28-10-2009	En Calificación	Hidráulica	Respaldo	III
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Tobralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4	10-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTO VERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Matarauco	Hidroeléctrica Matarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao	Hidroenerus S.A.	7,5	3,2	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diabo Mini CH Diabo	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII

Systep Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

Director

hrudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout

Gerente General

smocarquer@systep.cl

Jorge Moreno De La Carrera

Gerente de Estudios

jmoreno@systep.cl

Rodrigo Moreno Vieyra

Gerente de Investigación (E)

rmoreno@systep.cl

Juan Pablo Diaz Vera

Ingeniero Senior

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

Oscar Álamos Guzmán

Ingeniero de Estudios

oalamos@systep.cl

Pablo Lecaros Vargas

Ingeniero de Estudios

plecaros@systep.cl

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

www.systep.cl

Contacto:

reporte@systep.cl

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

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

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

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

