Fono: 56-2-2320501 |Web: www.systep.cl | Contacto: reporte@systep.cl



Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Julio 2011

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 | | 29 |
| | Análisis General | 30 |
| | Análisis Precio de Licitación | 33 |
| | Análisis Precios de los Combustibles | 33 |
| | Análisis Precios Spot | 34 |
| | Análisis Precio Medio de Mercado | 35 |
| | Análisis Parque Generador | 35 |
| | Resumen Empresas | 36 |
| ANEXOS | 3 | 37 |

Índice Precio de Combustibles

Precios de Licitación

Análisis por tecnología de Generación SIC

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC



Noticias

Codelco anota su primer triunfo ante panel eléctrico para reducir costos de energía. (El Mercurio, 13/07/11)

HidroAysén y Xstrata firmarían en julio memorandum por línea de transmisión. (Diario Financiero, 13/07/11)

Inversiones para superar estrechez eléctrica en la capital superan los US\$ 100 millones. (El Mercurio, 06/07/11)

Gener busca socio para financiar desarrollo de hidroeléctrica Alto Maipo. (La Tercera, 04/07/11)

Aprueban planta solar de 250 MW en Tarapacá. (El Mercurio, 01/07/11)

Comité de Ministros resolvería recurso de reclamación de HidroAysén en cuarto trimestre. (Estrategia, 01/07/11)

Enap estudia extender hasta Temuco abastecimiento de GNL, desde terminal de Quintero. (La Tercera, 30/06/11)

HidroAysén retrasaría tramitación de línea de transmisión para marzo por carretera eléctrica. (Diario Financiero, 29/06/11)

Dan luz verde a nueva norma de emisión de termoeléctricas. (Diario Financiero, 29/06/11)

Endesa maneja proyectos que casi duplican capacidad de HidroAysén. (El Mercurio, 28/06/11)

Suez y Gener negocian con gobierno terrenos para tendido que unirá SIC y SING. (La Tercera, 28/06/11)

Proyectos eólicos ingresados a trámite en 2011 suman US\$ 2.000 millones de inversión. (Diario Financiero, 24/06/11)

Banco Mundial critica gestión hídrica en Chile y detecta traspasos de derechos de agua por US\$ 4.800 millones. (El Mercurio, 23/06/11)

Bosquemar construirá complejo eólico más grande de Sudamérica. (Estrategia, 22/06/11)

Se agrava déficit de abastecimiento de gas natural para Magallanes. (El Mercurio, 22/06/11)

Blackout en sistema eléctrico del norte afectó a dos regiones. (La Tercera, 20/06/11)

Corte de Puerto Montt acoge a trámite recursos de protección y paraliza proyecto Hidroaysén. (EMOL, 20/06/11)

Energía supera al transporte como industria más contaminante del país. (El Mercurio, 20/06/11)

Editorial

La mini hidroelectricidad y sus desafíos

El informe final del IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation de Junio del 2011 enfatiza la hidroelectricidad (http://srren.ipcc-wg3.de/report/IPCC_SRREN_Ch05) como la tecnología renovable de menor costo a nivel mundial (seguida por la geotermia) y la de menores emisiones de gases efecto invernadero en su ciclo de vida (seguida por la energía eólica y del mar). El informe indica además que la hidroelectricidad contribuye con un 16% de la electricidad a nivel mundial, siendo la mayor fuente renovable del sector. Esto es también cierto en Chile, dada la madurez y competitividad de la hidroelectricidad convencional en el país. No se puede decir lo mismo de la generación mini hidro, que enfrenta diversas barreras y desafíos en el país. Systep presentó en Expo Apemec 2011, feria internacional del sector mini hidro en Chile, su visión sobre los desafíos que comúnmente enfrentan los desarrolladores de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), no sólo para conectar sus proyectos al sistema eléctrico, sino también para definir contratos de suministro que permitan, en cierta medida, mitigar el riesgo en la comercialización de energía y asegurar el financiamiento de los proyectos.

A partir del 1 de enero del año 2010, la Ley Nº 20.257 obliga a las empresas que efectúen retiros tanto del Sistema Interconectado Central (SIC) como del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) a acreditar que al menos un 5% de los retiros, asociados a contratos firmados a partir del 31 de agosto de 2007, correspondan a energías renovables no convencionales (ERNC). La exigencia comenzará a aumentar progresivamente en un 0,5% anual a partir del año 2015 hasta alcanzar un 10%. En este contexto, dados los niveles existentes de contratos de esas características, a la fecha la generación ERNC ha superado las exigencias planteadas en la Ley. Sin embargo, se prevé que la entrada en vigencia de nuevos contratos de licitación de empresas distribuidoras, la renovación de contratos a clientes libres, y el aumento progresivo del porcentaje de acreditación producirá una mayor demanda por fuentes de generación ERNC.

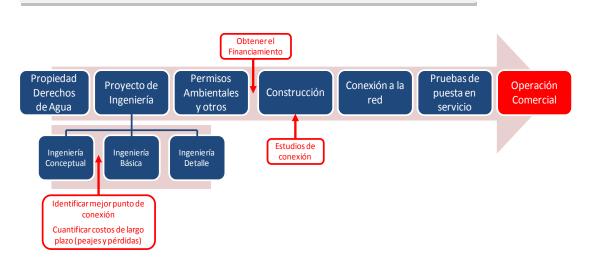
Si bien la Ley, además de la cuota, define una multa en caso de incumplimiento de las acreditaciones, que puede alcanzar hasta 0,4 UTM/MWh, hoy no existe una señal clara de precios en el mercado para definir el valor adicional de la energía proveniente de generadores no convencionales.

Los proyectos de generación mini hidráulica corresponden, en las condiciones de mercado actuales, a una de las alternativas con mayor viabilidad en generación ERNC, particularmente si se los compara con proyectos de generación eólica o solar. En general, estos proyectos tienen un menor costo de desarrollo, un mayor factor de planta, y un perfil de generación horario más constante, predecible y despachable, aunque esto debe ser estudiado caso a caso. Sin embargo, llama la atención su limitado nivel de desarrollo, dados los grandes potenciales estimados del recurso en el país. Es cierto que factores como la variabilidad hidrológica y la importante economía de escala en transporte, afectadas por la distancia al punto de conexión, limitan el número de proyectos que pueden ser desarrollados en condiciones económicas competitivas. Sin embargo, estos dos factores son sólo parte de los desafíos que hoy enfrentan los desarrolladores de proyectos.



Quienes hoy están desarrollando proyectos mini hidráulicos, a menudo se preocupan primero de resolver aquellos aspectos relacionados con la propiedad de los derechos de agua; definición del proyecto de ingeniería; y, con mayor o menor dificultad, logran los permisos de carácter ambiental, las aprobaciones en la DGA, y los permisos de construcción. Sin embargo, no visualizan otros aspectos que pueden ser igualmente cruciales para el éxito. Efectivamente, muchas veces los proyectos son impulsados por actores no tradicionales del sector eléctrico, que no atienden apropiadamente, en tiempo y forma a aspectos estratégicos fundamentales: la identificación de un punto de conexión para el proyecto, la obtención de un contrato de suministro que permita lograr el financiamiento, el procedimiento de conexión a las redes y la estimación de costos operacionales no ligados a la central, como los son peajes y pérdida en transmisión.

Figura 1: Etapas de un proyecto PMGD



Estrategia comercial

Las alternativas de comercialización mediante contrato disponibles en el mercado son básicamente cuatro: venta a un empresa distribuidora para el suministro de clientes regulados participando en las licitaciones de suministro; venta a una empresa distribuidora para el suministro a sus clientes libres; venta directa a clientes libres; y venta a otro generador.

En cada una de las alternativas de contratación mencionadas anteriormente es importante definir varios aspectos, tales como: volumen mensual de energía suministrada, bloque de demanda contratada, precios de la energía y de la potencia, metodología para indexar los precios, duración del contrato, punto de suministro, pago de peajes, mecanismo de facturación, entre otros. Al mismo tiempo, se debe definir el reconocimiento de su característica de ERNC. Este atributo podrá ser incluido dentro del contrato o comercializado con un tercero en forma independiente del suministro de energía y potencia.

Los contratos no implican una obligación física de producción de energía, la que dependerá, para una mini central de pasada, de la hidrología disponible. Destacan en este sentido dos tipos de contrato: PPA (Power Purchase Agreement) y Producción (Independent Power Producer). En el primer caso la central mini hidráulica se obliga a suministrar el o los bloques de demanda contratados. Por lo tanto, si un generador compromete una cantidad mayor que la energía efectivamente producida, deberá comprar el déficit en el mercado spot. Este aumento en la exposición al riesgo en la comercialización normalmente conlleva un incremento en el precio el precio contratado.



En contraste, para contratos de tipo Producción el cliente se obliga a comprar al precio pactado toda la generación, lo que reduce el riesgo comercial que enfrenta el generador mini hidráulico y por ende el precio del contrato. En esta línea, el promotor de un proyecto hidro debe ser capaz de determinar, en función de la estadística hidrológica disponible y la volatilidad del precio spot, cuál es el nivel de contratación que permite maximizar sus ingresos, minimizar su variabilidad en el tiempo y reducir su exposición al riesgo.

Riesgos en la conexión a las redes de transmisión y distribución

Tan importante como determinar la estrategia comercial de un proyecto o definir la inversión necesaria, es estimar en forma temprana los costos y riesgos que este enfrentará durante su puesta en servicio y operación. Destacan en este aspecto la identificación de un punto de conexión a las redes existentes, la evaluación de factibilidad técnica de la conexión a las mismas y la estimación preliminar de los costos asociados. Asimismo es importante estimar la estructura de costos operacionales no ligados a la central como el pago peajes y las pérdidas eléctricas en transmisión. En efecto, al maximizar el beneficio esperado del proyecto se deberá considerar no sólo el compromiso existente entre las inversiones en transmisión necesarias para la conexión y el costo de peajes y pérdidas, sino también el efecto que estos tienen sobre la ubicación del punto de conexión definitivo. En función de la relevancia que estos aspectos tienen sobre la rentabilidad esperada del proyecto, es recomendable estimar su impacto en forma temprana durante las etapas de conceptualización del proyecto.

Otro aspecto que en la práctica no se sopesa adecuadamente es el proceso de conexión a las redes, donde se destaca principalmente aquellos requerimientos que pudiesen imponer el propietario de las redes y el desarrollo de los llamados estudios de conexión. Los estudios de conexión son normalmente requeridos por los propietarios y operadores de las instalaciones a las cuales se conectará el proyecto, y tienen por objeto evaluar el impacto que produce la conexión del PMGD y garantizar el cumplimiento de los requerimientos mínimos exigidos en el Reglamento Eléctrico y la Norma Técnica. Para llevar a cabo tales estudios, se requiere una especificación detallada de las instalaciones eléctricas del proyecto y su entorno, no obstante resulta muy común que se inicien en forma posterior a la construcción del mismo. Esta situación, junto con las eventuales exigencias técnicas que puedan presentar los propietarios y operadores de las redes, así como los plazos mínimos requeridos para la revisión y aprobación de estas materias, incrementan en forma considerable el riesgo asociado a los costos de conexión y fecha de puesta en servicio de los proyectos. Destacan en este aspecto los seis meses de antelación a la energización que usualmente indica el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) para la entrega, revisión y aprobación de estos estudios solicitados para una conexión en transmisión. Es por tanto recomendable iniciar con la suficiente antelación la ejecución de estos estudios y informar a todas las partes interesadas del desarrollo del proyecto.

Con respecto a la conexión en el segmento de distribución, si bien hoy en día el Decreto Supremo Nº 244 (DS 244) establece los procedimientos que se deben seguir normando la interacción, en forma y plazos, entre ambas partes interesadas, no establece una definición clara respecto del estándar de diseño exigidos a la conexión en la red de distribución. Adicionalmente, la informalidad en la tramitación por parte de los desarrolladores de proyectos produce que el cumplimiento de plazos quede sujeto a la posición de la empresa distribuidora y/o subtransmisora. Esta situación, junto con el hecho que sea la distribuidora el cliente más probable para el suministro de energía del PMGD, hace que los promotores de estos proyectos muy rara vez entren en conflicto con estas empresas, pudiéndose producir en la práctica una captura del proyecto por parte de la distribuidora. Dado los antecedentes anteriores, para llevar a cabo una adecuada gestión de este proceso, el promotor se debe ajustar, desde un comienzo, al procedimiento establecido en el DS 244. Al mismo tiempo, debe requerir de información relevante para la determinación de los costos de conexión, como características de la topología de la red (tipo de conductor, calibre, longitudes), condiciones climáticas, estándares de diseño de red de la empresa distribuidora, entre otros.



En este ámbito hay un espacio claro para mejoras regulatorias y de procesos a través de la SEC y la Comisión Nacional de Energía, que permitan evitar negociaciones asimétricas. Por lo demás, existe actualmente un espacio importante de coordinación de los inversionistas a través de la Asociación de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas (APEMEC).

Figura 2: Etapas del procedimiento de conexión para proyecto PMGD (DS244)





SIC Sistema Interconectado Central

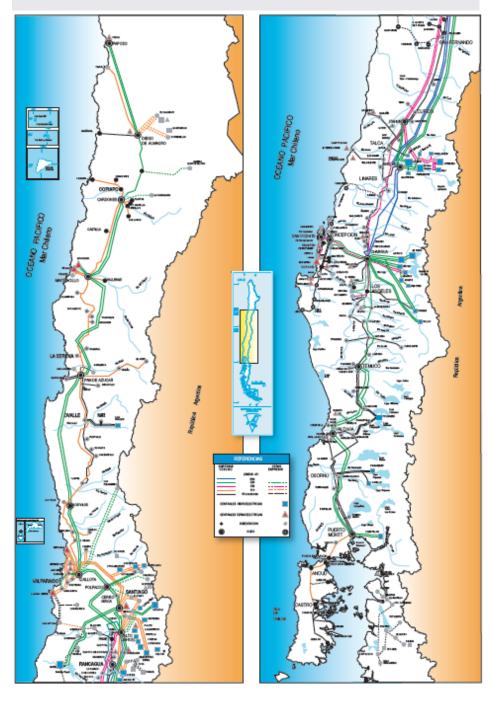




Figura 3: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis de Generación del SIC

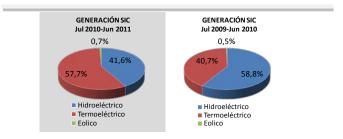
En términos generales, durante el mes de junio de 2011 la generación de energía en el SIC disminuyó en un 3,0% respecto a mayo, con un alza de 2,9% respecto a junio de 2010. El análisis no considera que el mes de junio cuente con un día menos que el mes de mayo.

La generación hidroeléctrica tuvo un alza de 2,2% respecto de mayo, mientras que la generación termoeléctrica disminuyó en 6,1%. Con lo anterior, tan sólo un 33,0% de la energía consumida en el SIC durante el mes de junio de 2011 fue abastecida por centrales hidroeléctricas. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol minoritario en la matriz, con un total de energía generada para el mes de junio de 34,37 GWh, correspondiente al 0,9% del total (3.732 GWh).

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de junio el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en un 0,5% respecto a mayo, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó un alza de 4,3% en relación al mismo mes. Aún así el aporte hidroeléctrico al sistema se encuentra en niveles menores que años anteriores, principalmente a causa de la seguía que afecta a la zona centro sur del país, sumado al efecto del DS26 que busca administrar los recursos existentes en los principales embalses del país. Por otra parte, la generación a gas natural experimentó una baja de un 53,3%, mientras que la generación diesel presenta un alza de 1,5%, principalmente por la mayor producción de Nehuenco Diesel y Candelaria I Diesel de Colbún. La generación a carbón, por su parte, se ve reducida en un 2,7% dado principalmente por el día de menos que presenta junio; mientras que la generación a GNL presentó una disminución en su aporte de 13,6%, principalmente dada la reducción en la producción de las centrales Nehuenco II GNL (Colbún), Nueva Renca GNL (Gener) y San Isidro I y II (Endesa). Se destaca de la Figura 6, que la generación con GNL representa para el mes de junio de 2011 un 25,1% de la matriz de energías del SIC, frente al 13,6% que representa el diesel y el 24,5% del carbón.

En la Figura 5 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Los costos marginales del SIC durante el mes de junio llegaron a un valor promedio de 203 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 148 US\$/MWh de junio de 2010 representa un alza de 37,0%, con una baja de 8,4% respecto al mes anterior.

Figura 4: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 5: Generación histórica SIC

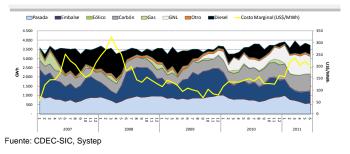


Figura 6: Generación histórica SIC (%)

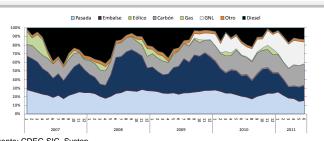


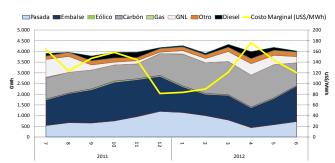


Figura 7: Proyección de Generación de Energía julio de 2011



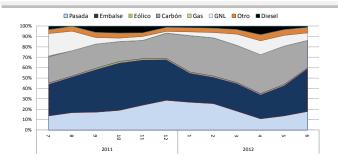
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 8: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 9: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de julio de 2011, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 44% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas, manteniendo la tendencia de preponderancia termoeléctrica de meses anteriores, no obstante el aumento de la componente hidráulica en esta parte del año.

La Figura 8 y Figura 9 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal.

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



Generación de Energía

Para el mes de junio de 2011, la generación de energía experimentó un alza de 2,9% respecto del mismo mes de 2010, con una disminución de 3,0% respecto mayo. El análisis no considera que el mes de junio cuente con un día menos que el mes de mayo.

Respecto a las expectativas para el año 2011, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 46.512 GWh, lo que comparado con los 43.177 GWh del año 2010 representaría un crecimiento anual para el año 2011 del 7,7%.

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

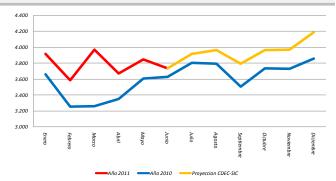
Precio de Nudo de Corto Plazo

El día 31 de mayo de 2011 fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en abril de 2011, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de mayo de 2011.

Los valores definidos por la autoridad son: 45,674 \$/kWh y 4.653,54 \$/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 54,40 \$/kWh. Este valor representa una baja de 2% respecto a la fijación de precios de nudo de octubre de 2010.

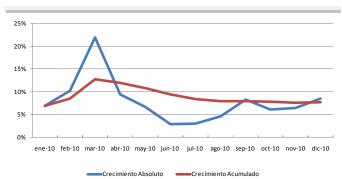
Es importante destacar que considerando el cálculo de la RM88, el valor del precio de nudo de la energía en la barra Alto Jahuel 220 llega a 53,02 \$/kWh (cargo por RM 88 igual a 7,345 \$/kWh).

Figura 10: Generación histórica de energía (GWh)



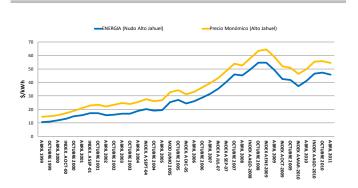
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 11: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 12: Precio nudo energía y monómico SIC





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 Nº20.018. 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 periodo de transición en el cálculo del precio de energía y potencia para clientes regulados.

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

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

Tabla 1: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a junio 2011)

| Empresa Generadora | Precio Medio Licitación US\$/MWh | Energía Contratada GWh/año |
|--------------------|-------------------------------------|-------------------------------|
| AES Gener | 108.7 | 5.419 |
| Campanario | 167,3 | 1.750 |
| Colbún | 98,4 | 6.782 |
| Endesa | 85,0 | 12.825 |
| Guacolda | 87,3 | 900 |
| EMELDA | 163,9 | 200 |
| EPSA | 163,9 | 75 |
| Monte Redondo | 163.9 | 275 |

^{*} 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 157º del Decreto con Fuerza de Ley Nº 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, indica que los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. Adicionalmente, en el caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico, el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados. Dicho artículo entrega además a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo la responsabilidad de llevar a cabo las reliquidaciones entre empresas concesionarias originadas por la aplicación de esta metodología.

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

Tabla 2: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a junio 2011)

| Empresa Distribuidora | Precio Medio Licitación US\$/MWh | Precio Medio Reajustado (Barra de Suministro) US\$/MWh | Precio Medio Reajustado (Barra de Quillota) US\$/MWh | Energía Contratada GWh/año |
|-----------------------|-------------------------------------|--|--|-------------------------------|
| Chilectra | 66,84 | 111,20 | 82,33 | 12.000 |
| Chilquinta | 142,11 | 92,72 | 92,72 | 2.567 |
| EMEL | 99,74 | 92,72 | 92,72 | 2.007 |
| CGE | 149,89 | 98,90 | 92,72 | 7.220 |
| SAESA | 97,34 | 91,91 | 92,72 | 4.432 |

Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a junio 2011 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 88,30 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220.

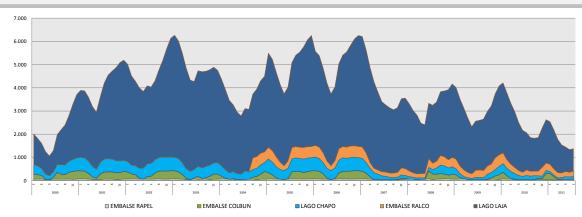


Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de julio de 2011 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 1.381 GWh, lo que representa un alza de 3% respecto a lo registrado a comienzos del mes de junio, y una disminución de 33% respecto a julio de 2010.

En el caso particular del Lago Laja, único embalse con capacidad de regulación interanual, es importante destacar que la energía acumulada al día de hoy es un 40% menor a la disponible en julio de 2010. En este sentido, los embalses para generación eléctrica si bien han mostrados leves mejorías en algunos casos, dadas las primeras lluvias del año hidrológico del 2011, aún mantienen niveles bajo lo normal.

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

| | | Jun 2011 | Jul 2011 | Jul 2010 |
|-------------------|----------------|----------|----------|----------|
| EMBALSE | COLBUN | 0 | 0 | 0 |
| % de la ca | pacidad máxima | 0% | 0% | 0% |
| EMBALSE | RAPEL | 55 | 60 | 44 |
| % de la ca | pacidad máxima | 65% | 71% | 52% |
| LAGUNA | LA INVERNADA | 3 | 4 | 1 |
| <u>% de</u> la ca | pacidad máxima | 3% | 3% | 1% |
| LAGO | LAJA | 983 | 958 | 1.605 |
| % de la ca | pacidad máxima | 19% | 18% | 30% |
| LAGO | СНАРО | 110 | 125 | 184 |
| <u>% de la ca</u> | pacidad máxima | 17% | 20% | 29% |
| EMBALSE | RALCO | 194 | 233 | 240 |
| % de la ca | pacidad máxima | 38% | 46% | 47% |

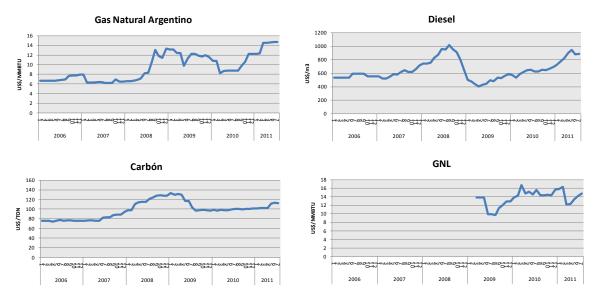
^{*}Valores iniciales para cada mes



Precios de combustibles

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

Figura 14: Valores informados por las Empresas





Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

El complejo escenario que enfrenta el sistema eléctrico del país, caracterizado principalmente por la sequía que enfrenta la zona centro-sur, el alza en el precio de los combustibles internacionales y la estrechez del sistema, se ha visto reflejado en los precios del mercado spot durante lo que va del 2011.

Los costos marginales del SIC para el mes de junio de 2011 presentan una baja de 8,4% respecto a los registrados en el mes de mayo, con un aumento de 37,0% respecto a lo observado en junio de 2010.

En la Tabla 5 y Figura 15 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos.

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

| Mes | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 |
|------------|------|------|------|------|------|
| Enero | 57 | 247 | 115 | 116 | 157 |
| Febrero | 123 | 272 | 142 | 135 | 217 |
| Marzo | 144 | 325 | 134 | 135 | 236 |
| Abril | 145 | 280 | 121 | 133 | 205 |
| Mayo | 171 | 252 | 95 | 141 | 221 |
| Junio | 252 | 181 | 108 | 148 | 203 |
| Julio | 223 | 200 | 102 | 138 | |
| Agosto | 208 | 143 | 96 | 157 | |
| Septiembre | 176 | 134 | 68 | 127 | |
| Octubre | 154 | 155 | 104 | 128 | |
| Noviembre | 169 | 141 | 84,7 | 125 | |
| Diciembre | 215 | 127 | 80 | 163 | |

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

| Año | Mes | HIDROLOGÍA SECA | HIDROLOGÍA MEDIA | HIDROLOGÍA HUMEDA |
|------|-----|--------------------|---------------------|----------------------|
| 2011 | 7 | 164,2 | 164,2 | 164,2 |
| - | 8 | 211,5 | 123,5 | 115,5 |
| - | 9 | 204,9 | 147,4 | 134,3 |
| - | 10 | 190,8 | 158,5 | 121,7 |
| - | 11 | 165,3 | 144,4 | 113,7 |
| - | 12 | 158,3 | 81,6 | 65,7 |
| 2012 | 1 | 154,5 | 83,2 | 73,2 |
| - | 2 | 159,2 | 89,6 | 83,8 |
| - | 3 | 178,0 | 121,4 | 95,3 |
| - | 4 | 181,3 | 177,0 | 108,8 |
| - | 5 | 157,6 | 144,1 | 86,4 |
| | 6 | 176,3 | 120,1 | 71,8 |

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

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



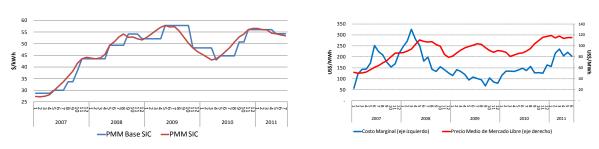


Análisis Precio Medio de Mercado

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

El precio medio de mercado vigente a partir del 01 de Julio de 2011 es de 53,42 \$/kWh, lo que representa una baja de 1,60% respecto al precio definido en la fijación de Abril 2011 (54,29 \$/kWh).

Figura 16: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, Systep

RM 88

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

La Tabla 6 expone los resultados obtenidos para las principales empresas actualizados al mes de mayo de 2011.

Tabla 6: Saldo total de cuentas RM88 a mayo 2011

| | Saldo Total de |
|-----------|----------------|
| Empresa | Cuentas RM88 |
| | (MM\$) |
| Endesa | 29.049 |
| Gener | 14.628 |
| Colbún | 22.038 |
| Guacolda | 3.483 |
| Pehuenche | 4.326 |

Fuente: CDEC-SIC



Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 7 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para el período comprendido entre julio de 2011 y julio de 2012.

En total se espera la incorporación de 1.049 MW de potencia. Se destaca que el ingreso de las centrales a carbón Bocamina II de Endesa y Santa María de Colbún se ven retrasadas conforme a lo informado por las empresas propietarias con posterioridad al terremoto del 27 de febrero, esperando el comienzo de sus operaciones para fines de 2011. Además, se destaca el ingreso de las centrales de pasada de Chacayes (111 MW en diciembre de 2011), Rucatayo (60 MW en marzo de 2012) y San Andrés (30 MW en junio de 2012)

Unidades en Mantención

El plan anual de mantenimiento programado del CDEC indica la salida de operación de las siguientes centrales para los próximos 3 meses. Cabe destacar que dicha información corresponde al programa de mantenimiento mayor publicado a finales de 2010, donde se programan los mantenimientos para el año 2011. Dado lo anterior, no se incluiría la aplicación del Decreto de Racionamiento donde se tranfiere al CDEC la responsabilidad de optimizar los mantenimientos de las unidades generadoras de manera de garantizar la seguridad del sistema.

- Nueva Renca (370 MW): 55 días de julio a agosto.
- Alfalfal (U1 por 90 MW): 24 días en julio.
- El Toro (U1, U2 ,U3 y U4 por 110 MW c/u): 5 días en agosto c/u.
- Guacolda (U2 por 152 MW): 15 días en agosto.
- Guacolda (U3 por 152 MW): 15 días en septiembre.
- Guacolda (U4 por 152 MW): 15 días en septiembre y octubre.
- Nehuenco (U1 por 350 MW): 3 días en septiembre.

Tabla 7: Futuras centrales generadoras en el SIC

| | Futuras Centrales (| Generadoras | | |
|------------------|---------------------------|--------------|------------------|----------------------------|
| Nombre | Dueño | | Fecha Ingreso | Potencia Max. Neta [MW] |
| | Hidráulica | as | | |
| Licán | Candelaria | Pasada | jul-11 | 1 |
| Chacayes | Pacific Hydro | Pasada | dic-11 | 11: |
| Rucatayo | Pilmaiquén | Pasada | mar-12 | 60 |
| San Andres | HydroChile | Pasada | jun-12 | 30 |
| | Térmica Tradi | cional | | |
| Campanario IV CC | Southern Cross | Diesel | jul-11 | 60 |
| Bocamina 2 | Endesa | Carbón | nov-11 | 342 |
| Santa María | Colbún | Carbón | dic-11 | 343 |
| Viñales | Arauco | Cogeneración | mar-12 | 32 |
| | Otros Térm | icos | | |
| Lautaro | Comasa | Biomasa | jul-11 | 2! |
| Los Colorados 2 | KDM | Biogás | ago-11 | 9 |
| | Eólicas | | | |
| Punta Colorada | Barrick Chile Generación | | jul-11 | 20 |
| | TOTAL POTENCIA A INCORPOR | AR (MW) | | 1.049 |



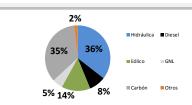
Tabla 8: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

| | Potencia | Inversión |
|------------|----------|-----------|
| | (MW) | (MMU\$) |
| Hidráulica | 6.085 | 8.389 |
| Diesel | 1.424 | 1.075 |
| Eólico | 2.441 | 5.211 |
| GNL | 879 | 527 |
| Carbón | 6.010 | 10.947 |
| Otros | 317 | 628 |
| TOTAL | 17.155 | 26.778 |

| Aprobado | 13.931 | 20.973 |
|-----------------|--------|--------|
| En Calificación | 3.224 | 5.805 |
| TOTAL | 17.155 | 26.778 |

Fuente: SEIA, Systep

Figura 17: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Systep

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 17.155 MW (3.224 MW en calificación), con una inversión de 26.778 MMUS\$.

Se destaca en éste mes la aprobación de la Central Hidroeléctrica Providencia de 12,7 MW en la VII región, y el ingreso a evaluación de los proyectos Parque Eólico Küref de Te-Eólica S.A. por 61,2 MW en la VIII región y la Minicentral de Pasada Itata de Eléctrica Puntilla S.A. por 20 MW en la VIII región.

En la Tabla 9 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo V se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

Tabla 9: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

| Nombre | Titular | Potencia (MW) | Inversión (MMU\$) | Fecha presentación | Estado | Combustible | Tipo | Región |
|---|-------------------------------|------------------|----------------------|-----------------------|--------------------|----------------------|------|--------|
| Proyecto Hidroeléctrico Aysén | HidroAysén | 2.750 | 3.200 | 14-08-2008 | Aprobado | Hidráulica | Base | ΧI |
| Central Termoeléctrica Castilla | MPX Energía S.A. | 2.354 | 4.400 | 10-12-2008 | Aprobado | Carbón | Base | Ш |
| 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 | ΧI |
| Central Combinada ERA | ENAP REFINERIAS S.A | 579 | 390 | 14-03-2007 | Aprobado | Gas- Cogeneración | Base | V |
| PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105 | AES GENER S.A | 542 | 700 | 22-05-2008 | Aprobado | Hidráulica | Base | RM |
| Central Térmica Barrancones | Suez Energy | 540 | 1.100 | 21-12-2007 | Aprobado | Carbón | Base | IV |
| Parque Eólico Talinay | Eólica Talinay S. A. | 500 | 1.000 | 17-07-2008 | Aprobado | Eólico | Base | IV |
| Central Hidroeléctrica Neltume | ENDESA | 490 | 781 | 02-12-2010 | En Calificación | Hidráulica | Base | XIV |
| Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH- Angostura | Colbún S.A. | 316 | 500 | 02-09-2008 | Aprobado | Hidráulica | Base | VIII |
| Parque Eólico Lebu Tercera Etapa | Inversiones BOSQUEMAR Ltda | 280 | 616 | 13-06-2011 | En Calificación | Eólico | Base | VIII |
| Central Termoeléctrica Campiche | AES GENER S.A | 270 | 500 | 01-08-2007 | Aprobado | Carbón | Base | V |
| Central Termoeléctrica Quintero | ENDESA | 240 | 110 | 30-07-2007 | Aprobado | GNL | Base | V |

Fuente: SEIA, Systep



Figura 18: Energía generada por empresa, mensual



Figura 19: Energía generada por empresa, agregada trimestral

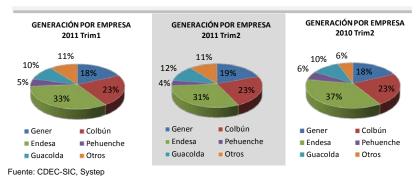
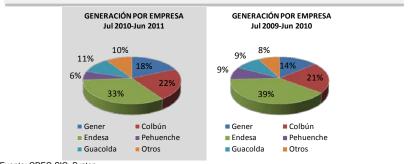


Figura 20: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Resumen Empresas

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

Al mes junio de 2011, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 31% de la producción total de energía, seguido de Colbún (25%), Gener (19%), Guacolda (11%) y Pehuenche (4%).

En un análisis por empresa se observa que sólo Colbún aumentó su producción en un 7,0% respecto al mes anterior. Por su parte, Gener, Endesa, Pehuenche y Guacolda vieron disminuida su producción en un 4,7%, 4,1%,11,5% y 5,4% respectivamente. El análisis no considera que el mes de junio cuenta con un día menos que el mes de mayo.

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



ENDESA

Analizando por fuente de generación, durante el mes de junio la producción utilizando centrales de embalse exhibe un alza de 1,8% respecto al mes de mayo, con una baja de 28,5% en relación a junio de 2010. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presenta un alza de 3,6% respecto a mayo, con una caída de 23,2% respecto a junio de 2010. Las condiciones anteriores se deben principalmente por la sequía que afecta a la zona centro sur del país, sumado al efecto del DS26 que busca administrar los recursos existentes en los principales embalses.

Respecto a la generación a carbón, la producción de las centrales de Endesa aumentó en un 13,1% respecto al mes pasado. Finalmente, el aporte de las centrales a GNL presenta una baja de 9,8% respecto a mayo, con un alza del 2,9% respecto a junio de 2010, motivado principalmente por la menor operación del complejo Quintero GNL y San Isidro GNL. El análisis no considera que el mes de junio cuente con un día menos que el mes de mayo.

Tabla 10: Generación Endesa, mensual (GWh)

| GENERACIÓN ENDESA | | | | | |
|-------------------|----------|----------|----------|--------------|------------|
| | May 2011 | Jun 2011 | Jun 2010 | Var. Mensual | Var. Anual |
| Pasada | 183 | 189 | 246 | 3,6% | -23,2% |
| Embalse | 337 | 343 | 479 | 1,8% | -28,5% |
| Gas | 0 | 0 | 8 | 0,0% | -100,0% |
| GNL | 558 | 504 | 489 | -9,8% | 2,9% |
| Carbón | 75 | 84 | 0 | 13,1% | 0,0% |
| Diésel | 30 | 5 | 5 | -84,0% | -5,0% |
| Eólico | 7 | 15 | 11 | 127,2% | 39,2% |
| Total | 1.189 | 1.140 | 1.239 | | |

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

| GENERACIÓN ENDESA | | | | | |
|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------------|--|--|
| | Jul 2010-Jun 2011 | Jul 2009-Jun 2010 | Var. Ultimos 12 meses | | |
| Pasada | 2.918 | 3.321 | -12,1% | | |
| Embalse | 5.665 | 8.065 | -29,8% | | |
| Gas | 15 | 205 | -92,8% | | |
| GNL | 5.594 | 3.758 | 48,8% | | |
| Carbón | 548 | 596 | -8,0% | | |
| Diesel | 220 | 273 | -19,2% | | |
| Eolico | 154 | 107 | 44,0% | | |
| Total | 15.115 | 16.325 | ! | | |

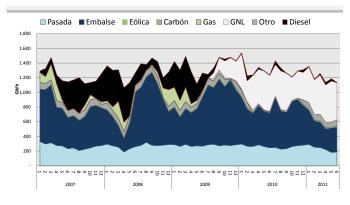
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 12: Generación Endesa, trimestral (GWh)

| | GENERACIÓN ENDESA | | | | | | |
|---------|-------------------|------------|------------|-----------------|--------------------|--|--|
| | 2011 Trim1 | 2011 Trim2 | 2010 Trim2 | Var. Trim Anual | Var. Trim Anterior | | |
| Pasada | 794 | 594 | 795 | -25,4% | -25,2% | | |
| Embalse | 1.186 | 967 | 1.500 | -35,5% | -18,5% | | |
| Gas | 1 | 0 | 33 | -100,0% | -100,0% | | |
| GNL | 1.501 | 1.570 | 1.486 | 5,7% | 4,7% | | |
| Carbón | 257 | 235 | 0 | 0,0% | -8,6% | | |
| Diesel | 27 | 68 | 31 | 117,5% | 147,4% | | |
| Eólico | 33 | 34 | 33 | 2,6% | 3,2% | | |
| Total | 3,799 | 3.468 | 3.879 | | | | |

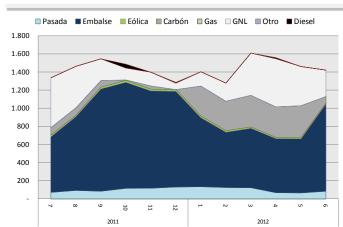
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 21: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 22: Generación proyectada Endesa (GWh)





ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

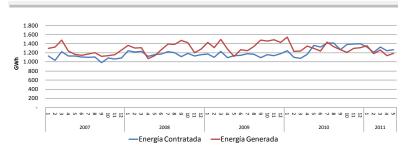
La generación real de energía para Endesa durante mayo de 2011 fue de 1.189 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.270 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot por su carácter de deficitario

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

Transferencias de Energía

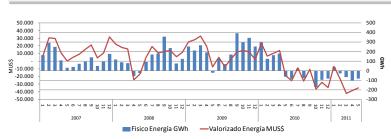
Durante el mes de mayo de 2011 las transferencias de energía de Endesa ascienden a -81,1 GWh, las que son valorizadas en -34,84 MMUS\$. En la Figura 24 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.¹

Figura 23: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 24: Transferencias de energía Endesa



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 junio la producción utilizando centrales a carbón exhibe una baja de 2,7% respecto al mes de mayo, principalmente por el día de menos que presenta el mes de junio respecto al mes anterior, con un alza de 0,9% en relación a junio de 2010. La generación en base a centrales de pasada muestra una baja de 15,3% respecto a mayo, con una disminución de 35,0% en relación a junio del año 2010, principalmente por un menor aporte de la central Alfalfal y Queltehue. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan una baja de 12,0% respecto al mes de mayo, principalmente debido a la disminución en la producción de la central Nueva Renca GNL respecto al mes pasado. El análisis no considera que el mes de junio cuente con un día menos que el mes de mayo.

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

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

Tabla 13: Generación Gener, mensual (GWh)

| GENERACIÓN GENER | | | | | | |
|------------------|----------|----------|----------|-------------|------------|--|
| | May 2011 | Jun 2011 | Jun 2010 | Var. Mensua | Var. Anual | |
| Pasada | 76 | 64 | 99 | -15,3% | -35,0% | |
| Embalse | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | |
| Gas | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | |
| GNL | 231 | 204 | 0 | -12,0% | 0,0% | |
| Carbón | 416 | 405 | 401 | -2,7% | 0,9% | |
| Diesel | 14 | 30 | 187 | 108,0% | -84,2% | |
| Eólico | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | |
| Otro | 9 | 8 | 8 | -3,9% | 1,9% | |
| Total | 746 | 710 | 695 | Î | | |

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

| GENERACIÓN GENER | | | | | |
|------------------|-------------------|-------------------|--------------------------|--|--|
| | Jul 2010-Jun 2011 | Jul 2009-Jun 2010 | Var. Ultimos 12 meses | | |
| Pasada | 1.393 | 1.489 | -6,4% | | |
| Embalse | 0 | 0 | 0,0% | | |
| Gas | 1.816 | 96 | 1785,8% | | |
| GNL | 0 | 0 | 0,0% | | |
| Carbón | 4.817 | 3.114 | 54,7% | | |
| Diesel | 685 | 1.035 | -33,8% | | |
| Eólico | 0 | 0 | 0,0% | | |
| Otro | 102 | 106 | -3,4% | | |
| Total | 8.812 | 5.839 | i | | |

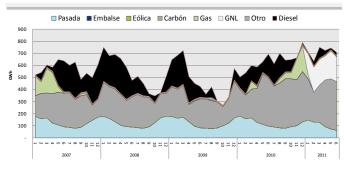
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 15: Generación Gener, trimestral (GWh)

| | GENERACIÓN GENER | | | | | |
|---------|------------------|------------|------------|-----------------|--------------------|--|
| | 2011 Trim1 | 2011 Trim2 | 2010 Trim2 | Var. Trim Anual | Var. Trim Anterior | |
| Pasada | 411 | 234 | 342 | -31,6% | -43,0% | |
| Embalse | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | |
| Gas | 35 | 0 | 22 | -100,0% | -100,0% | |
| GNL | 594 | 634 | 0 | 0,0% | 6,8% | |
| Carbón | 899 | 1.209 | 1.099 | 10,0% | 34,4% | |
| Diesel | 136 | 79 | 425 | -81,5% | -41,9% | |
| Eólico | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | |
| Otro | 25 | 26 | 26 | -3,3% | 1,4% | |
| Total | 2.100 | 2.181 | 1.915 | | | |

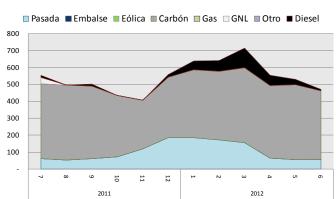
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 25: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 26: Generación proyectada Gener (GWh)





GENER

Generación Histórica vs Contratos

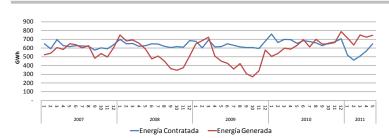
La generación real de energía para Gener durante mayo de 2011 fue de 746 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 651 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

Transferencias de Energía

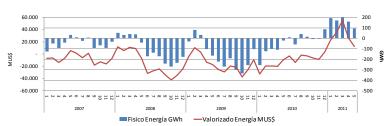
Durante el mes de mayo de 2011 las transferencias de energía de Gener ascienden a 94,6 GWh, las que son valorizadas en 12,33 MUS\$. En la Figura 28 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.²

Figura 27: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 28: Transferencias de energía Gener



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 junio, la producción de las centrales de embalse exhibe una baja de 5,5% respecto al mes de mayo, principalmente por la disminución en el último mes de la generación de la central Colbún, con una reducción de 25,5% en relación a junio de 2010. La generación de centrales diesel presenta un alza de 51,9% respecto a mayo, con una baja de 1,3% respecto a junio de 2010. Tal situación se debe principalmente al hecho de que las centrales Candelaria I y Nehuenco Diesel presentan una importante alza respecto a la producción del mes pasado. Las centrales de pasada, por su parte, presentan un aumento en su aporte de 15,3% respecto a mayo, principalmente por la mayor producción de las centrales Rucúe y Quilleco, con una reducción de 24,2% respecto a junio de 2010. Se destaca la generación GNL durante mes de junio la cual asciende a 229 GWh, 25% de la producción total de la empresa, fruto principalmente de la producción de Nehuenco GNL (I y II). El análisis no considera que el mes de junio cuente con un día menos que el mes de mayo.

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

Tabla 16: Generación Colbún, mensual (GWh)

| GENERACIÓN COLBUN | | | | | |
|-------------------|----------|----------|----------|--------------|------------|
| | May 2011 | Jun 2011 | Jun 2010 | Var. Mensual | Var. Anual |
| Pasada | 154 | 177 | 234 | 15,3% | -24,2% |
| Embalse | 202 | 191 | 257 | -5,5% | -25,5% |
| Gas | 0 | 0 | 17 | 0,0% | -100,0% |
| GNL | 294 | 229 | 0 | -22,3% | 0,0% |
| Carbón | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% |
| Diesel | 220 | 334 | 338 | 51,9% | -1,3% |
| Eólico | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% |
| Total | 871 | 931 | 846 | l | |

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

| | GENERACIÓN COLBUN | | | | | |
|---------|-------------------|-------------------|--------------------------|--|--|--|
| | Jul 2010-Jun 2011 | Jul 2009-Jun 2010 | Var. Ultimos 12 meses | | | |
| Pasada | 2.506 | 2.894 | -13,4% | | | |
| Embalse | 2.288 | 3.358 | -31,8% | | | |
| Gas | 189 | 330 | -42,7% | | | |
| GNL | 2.301 | 354 | 550,2% | | | |
| Carbón | 0 | 0 | 0,0% | | | |
| Diesel | 2.020 | 1.957 | 3,3% | | | |
| Eólico | 0 | 0 | 0,0% | | | |
| Total | 9.306 | 8.892 | | | | |

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 18: Generación Colbún, trimestral (GWh)

| | GENERACIÓN COLBUN | | | | | | |
|---------|-------------------|------------|------------|-----------------|--------------------|--|--|
| | 2011 Trim1 | 2011 Trim2 | 2010 Trim2 | Var. Trim Anual | Var. Trim Anterior | | |
| Pasada | 650 | 506 | 698 | -27,5% | -22,1% | | |
| Embalse | 496 | 534 | 870 | -38,6% | 7,5% | | |
| Gas | 5 | 1 | 124 | -98,8% | -67,8% | | |
| GNL | 980 | 849 | 69 | 1123,2% | -13,3% | | |
| Carbón | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | | |
| Diesel | 444 | 746 | 675 | 10,6% | 68,1% | | |
| Eólico | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | | |
| Total | 2.574 | 2.637 | 2.436 | | <u>.</u> | | |

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 29: Generación histórica Colbún (GWh)

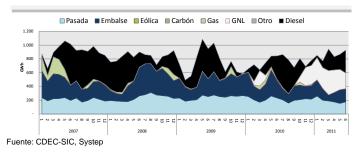
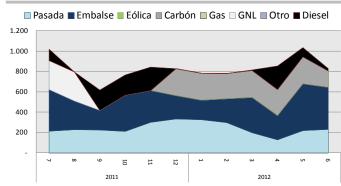


Figura 30: Generación proyectada Colbún (GWh)





COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

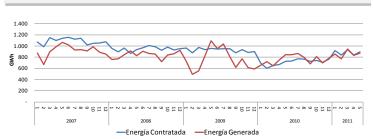
La generación real de energía para Colbún durante mayo de 2011 fue de 871 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 893 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot por su carácter de deficitario.

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

Transferencias de Energía

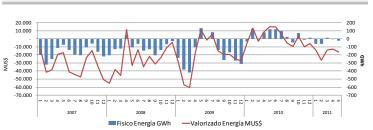
Durante el mes de mayo de 2011, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -22,7 GWh, las que son valorizadas en -16,61 MMUS\$. En la Figura 32 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.³

Figura 31: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 32: Transferencias de energía Colbún



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



GUACOLDA

Durante el mes de junio, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe una baja de 5,4% respecto al mes de mayo, con un alza de 1,7% en relación a junio de 2010. El análisis no considera que el mes de junio cuente con un día menos que el mes de mayo.

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

Tabla 19: Generación Guacolda, mensual (GWh)

| GENERACIÓN GUACOLDA | | | | | | |
|---------------------|----------|----------|----------|--------------|------------|--|
| | | | | I., ., . | | |
| | May 2011 | Jun 2011 | Jun 2010 | Var. Mensual | Var. Anual | |
| Pasada | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | |
| Embalse | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | |
| Gas | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | |
| GNL | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | |
| Carbón | 448 | 424 | 417 | -5,4% | 1,7% | |
| Diesel | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | |
| Eólico | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | |
| Total | 448 | 424 | 417 | | | |

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

| GENERACIÓN GUACOLDA | | | | | | |
|---------------------|-------------------|-------------------|-----------------------|--|--|--|
| | Jul 2010-Jun 2011 | Jul 2009-Jun 2010 | Var. Ultimos 12 meses | | | |
| Pasada | 0 | 0 | 0,0% | | | |
| Embalse | 0 | 0 | 0,0% | | | |
| Gas | 0 | 0 | 0,0% | | | |
| GNL | 0 | 0 | 0,0% | | | |
| Carbón | 4.297 | 3.934 | 9,2% | | | |
| Diesel | 0 | 0 | 0,0% | | | |
| Eólico | 0 | 0 | 0,0% | | | |
| Total | 4.297 | 3.934 | | | | |

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 21: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

| | GENERACIÓN GUACOLDA | | | | | |
|---------|---------------------|------------|------------|-----------------|--------------------|--|
| | 2011 Trim1 | 2011 Trim2 | 2010 Trim2 | Var. Trim Anual | Var. Trim Anterior | |
| Pasada | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | |
| Embalse | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | |
| Gas | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | |
| GNL | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | |
| Carbón | 1.194 | 1.295 | 1.111 | 16,6% | 8,5% | |
| Diesel | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | |
| Eólico | 0 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | |
| Total | 1.194 | 1.295 | 1.111 | | | |

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 33: Generación histórica Guacolda (GWh)

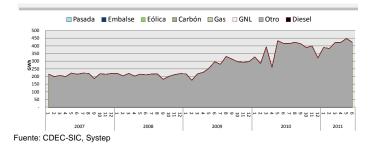
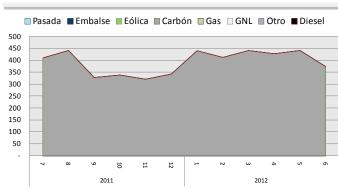


Figura 34: Generación proyectada Guacolda (GWh)





GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

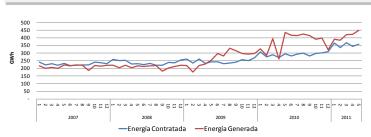
La generación real de energía para Guacolda durante mayo de fue de 448 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 358 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

Transferencias de Energía

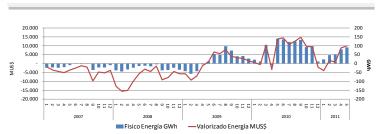
Durante el mes de mayo de 2011, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a 90,2 GWh, las que son valorizadas en 9,87 MMUS\$. En la Figura 36 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁴

Figura 35: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 36: Transferencias de energía Guacolda



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



PEHUENCHE

Durante el mes de junio, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un alza de 7,9% respecto al mes de mayo, con una disminución de 17,8% en relación a junio de 2010. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra una baja de 52,9% respecto a mayo, con una disminución de 63,4% en relación a junio de 2010. El análisis no considera que el mes de junio cuente con un día menos que el mes de mayo.

En la Figura 38 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 22: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

| GENERACIÓN PEHUENCHE | | | | | | | |
|----------------------|----------|----------|----------|--------------|------------|--|--|
| | May 2011 | Jun 2011 | Jun 2010 | Var. Mensual | Var. Anual | | |
| Pasada | 49 | 23 | 62 | -52,9% | -63,4% | | |
| Embalse | 104 | 112 | 136 | 7,9% | -17,8% | | |
| 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 | 152 | 135 | 198 | l | | | |

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

| GENERACIÓN PEHUENCHE | | | | | | |
|----------------------|-------------------|-------------------|-----------------------|--|--|--|
| | Jul 2010-Jun 2011 | Jul 2009-Jun 2010 | Var. Ultimos 12 meses | | | |
| Pasada | 926 | 897 | 3,2% | | | |
| Embalse | 2.174 | 2.694 | -19,3% | | | |
| 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 | 3.100 | 3.592 | | | | |

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 24: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

| | GENERACIÓN PEHUENCHE | | | | | | | |
|---------|----------------------|------------|------------|-----------------|--------------------|--|--|--|
| | 2011 Trim1 | 2011 Trim2 | 2010 Trim2 | Var. Trim Anual | Var. Trim Anterior | | | |
| Pasada | 221 | 123 | 232 | -46,9% | -44,2% | | | |
| Embalse | 367 | 313 | 403 | -22,5% | -14,9% | | | |
| 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 | 589 | 436 | 636 | İ | | | | |

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 37: Generación histórica Pehuenche (GWh)

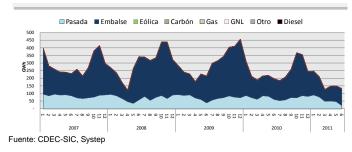
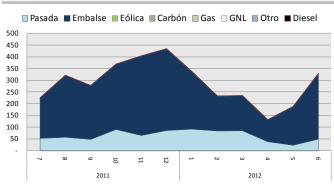


Figura 38: Generación proyectada Pehuenche (GWh)





PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

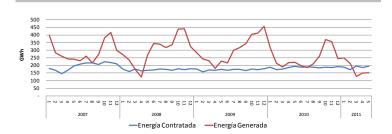
La generación real de energía para Pehuenche durante mayo de 2011 fue de 152 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 194 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot por su carácter de deficitario.

En la Figura 39 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

Transferencias de Energía

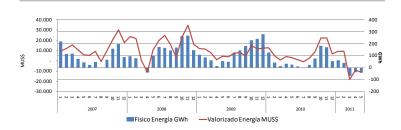
Durante el mes de mayo de 2011 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a -42,2 GWh, las que son valorizadas en -10,98 MMUS\$. En la Figura 40 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁵

Figura 39: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 40: Transferencias de energía Pehuenche



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.



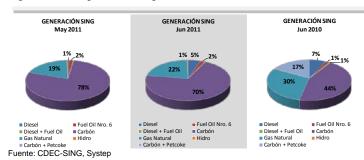
SING Sistema Interconectado del Norte Grande



Fuente: CDEC-SING



Figura 41: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de junio de 2011 la generación de energía en el SING disminuyó en un 2,8% respecto a mayo, con un aumento de 5,9% respecto a junio de 2010.

Se observa que la generación diesel aumentó en un 676,8% con respecto a mayo, mientras que la generación a carbón disminuyó en un 12,3%. La generación con gas natural aumentó en un 11,2% respecto al mes pasado.

En la Figura 42 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2007. Se observa que en el pasado ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Durante el mes de junio del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 125 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa un aumento de 19,6% respecto al mes anterior.

Figura 42: Generación histórica SING (GWh)

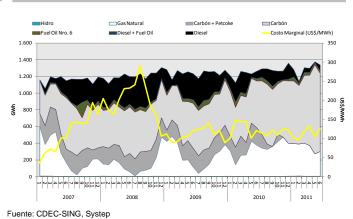


Figura 43: Generación histórica SING (%)

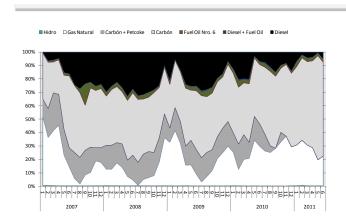
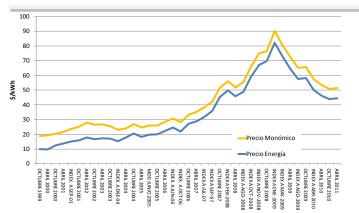


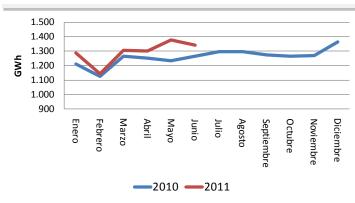


Figura 44: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 45: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systep

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

El día martes 31 de mayo fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en abril de 2011, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de mayo de 2011.

Los valores definidos por la autoridad son: 45,520 \$/kWh y 4.319, 82 \$/kW/mes para el precio de la energía y el precio de la potencia en la barra Crucero 220, respectivamente, resultando un precio monómico de 51,42 \$/kWh. Este valor representa un aumento de 1,06% respecto a la anterior fijación del precio de nudo, realizada en el mes de octubre de 2010.

Generación de Energía

En el mes de junio, la generación real del sistema fue de 1.340 GWh. Esto representa un aumento de 5,9% con respecto al mismo mes de 2010.

La generación acumulada a junio del año 2011 es de 7.752 GWh, lo que comparado con los 7.347 GWh acumulados al mismo mes del año 2010, representa un aumento de 5,5%.

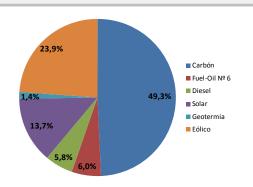


Tabla 25: Potencia e inversión centrales en evaluación

| | Potencia | Inversión |
|-----------------|----------|-----------|
| | (MW) | (MMUS\$) |
| Carbón | 1.770 | 3.500 |
| Fuel-Oil № 6 | 216 | 302 |
| Diesel | 207 | 340 |
| Solar | 490 | 1.621 |
| Geotermia | 50 | 180 |
| Eólico | 857 | 1.997 |
| TOTAL | 3.591 | 7.940 |
| | | |
| Aprobado | 3.015 | 6.459 |
| En Calificación | 576 | 1.481 |
| TOTAL | 3.591 | 7.940 |

Fuente: SEIA, Systep

Figura 46: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systep

Tabla 26: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Potencia [MW] Inversión (MMUSS) Fecha presentació Infraestructura Energética Mejillone: EDELNOR S.A Aprobado Carbón Central Termoeléctrica Cochrane Central Termoeléctrica Pacífico NORGENER S A 11-07-2008 Aprobado Río Seco S.A. 350 750 03-02-2009 Aprobado Carbón Base Parque Fotovoltaico Atacama Sola ATACAMA SOLAR S.A. 250 773 02-02-2011 . Aprobado Solar Base Granja Eólica Calama 250 Codelco Chile, División Codelco Norte 700 22-06-2009 Aprobado Eólico Respaldo Parque Eólico Ckani Empresa AM eólica Alto Loa S.p.A. 240 500 04-05-2011 En Calificación Fólico Base 128 Parque Eólico Calama E-CL S.A. 07-06-2011 En Calificación 280 Eólico Base Central Barriles Electroandina S.A 103 100 11-01-2008 Aprobado Fuel-Oil № 6 Aprobado Central Patache S.A Carbón Provecto Fólico Quillagua Ingeniería Seawind Sudamérica Itda. 100 230 24-11-2008 Aprobado Fólico Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A. 16-04-2009 Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos . Aprobado Compleio Solar FV Pica Element Power Chile S.A. 90 288.0 09-11-2010 En Calificación Solar Base Codelco Chile, División Codelco Norte Central Termoeléctrica Salar Aprobado Respaldo Aprobado Planta de Generación Eléctrica de Respaldo MINERA ESCONDIDA LIMITADA 222.1 28-11-2007 Diesel En Calificación Central Geotérmica Cerro Pabellón Geotérmica del Norte S.A. 50 44 180,0 29-04-2011 Geotermia Base Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina 15-01-2008 Fuel-Oil Nº 6 Aprobado Proyecto Parque Eólico Minera Gaby Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda. 11-09-2008 Aprobado Eólico Respaldo Fuel-Oil Nº 6 Central Termoeléctrica Parinacota Termoeléctrica del Norte S.A. 38 31 29-01-2009 Aprobado EDELNOR S.A. 21-07-2008 Fuel-Oil Nº 6 Central Capricornio Aprobado Base Planta fotovoltaica San Pedro de Atacama III Element Power Chile S.A. 30 105 01-07-2011 En Calificación Solar Planta Fotovoltaica Salar de Huasco Element Power Chile S.A. En Calificación 29-11-2010 Solar Planta Fotovoltaica Lagunas Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Aprobado Element Power Chile S.A. 30 22-11-2010 Solar 18 3,6 Minera El Tesoro 10-01-2008 Aprobado Diesel Respaldo Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 3 Pozo Almonte Solar 3 S.A 16,6 21-12-2010 Aprobado Solar Unidades de Generación Eléctrica Compañía Minera Cerro Colorado Ltda. 25-07-2007 Aprobado Diesel Respaldo Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 1 Pozo Almonte Solar 1 S.A. 21-12-2010 Aprobado Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2 Jon Iñaki Segovia De Celaya 9,3 9,3 01-03-2010 Aprobado Solar Base Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1 CALAMA SOLAR 1 S.A 01-09-2009 Grupos de Generación Eléctrica Minera Spence S.A 20-11-2007 Aprobado Diesel Respaldo Compañia Minera Quebrada Blanca Fotovoltaica Sol del Norte Ltda. 16-09-2008 20-06-2011 Aprobado En Calificación Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza Huerta Solar Fotovoltaica 31,9 Solar Respaldo Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna Minera Meridian Limitada 7,8 7,8 08-01-2009 Aprobado Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 2 Pozo Almonte Solar 2 S.A 21-12-2010 Aprobado Solar Base Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI ENORCHILE S.A 15-10-2008 Aprobado Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michill Minera Michilla S Respaldo

Centrales en Estudio de Impacto **Ambiental**

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

En la Tabla 26 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de julio de 2011, considerando aquéllos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 3.591 MW (576 MW en calificación), con una inversión de 7.940 MMUS\$.

Destaca la aprobación de los proyectos Atacama Solar y Pozo Almonte Solar 1 y 3, las tres solares fotovoltaicas ubicadas en la I Región, por una potencia de 250 MW, 9,3 MW y 16,6 MW, respectivamente. Adicionalmente, ingresaron a evaluación los proyectos Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama III (30 MW) y Huerta Solar Fotovoltaica (8 MW), por una inversión de MMUS\$ 105 y MMUS\$ 32, respectivamente, en la II Región.



Análisis Precios de Licitación SING

La Ley Nº20.018, 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 27). 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 27: Precios de Licitación (precios indexados a junio de 2011)

| | | Barra de | Energía Contratada | Precio [| US\$/MWh] | Año de Inicio |
|-----------|---------------|-------------|--------------------|------------|-----------------|---------------|
| Generador | Distribuidora | Suministro | GWh/año | Adjudicado | Indexado Jun-11 | Suministro |
| Edelnor | EMEL | Crucero 220 | 2.300 | 89,99 | 97,50 | 2012 |

Precios de combustibles

En la Figura 47 se muestran los precios del gas natural argentino, diesel y carbón, obtenidos del resumen de precios de combustibles publicado por el CDEC-SING, calculados como el promedio de los precios informados por las empresas para sus distintas unidades de generación durante el mes anterior.

Figura 47: Valores informados por las Empresas

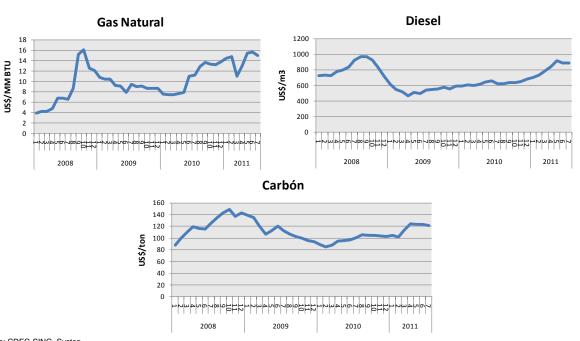




Tabla 28: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

| Mes | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 |
|------------|------|------|------|------|
| Enero | 204 | 112 | 101 | 102 |
| Febrero | 174 | 90 | 148 | 96 |
| Marzo | 164 | 92 | 144 | 119 |
| Abril | 201 | 105 | 144 | 132 |
| Mayo | 230 | 105 | 101 | 104 |
| Junio | 232 | 120 | 121 | 125 |
| Julio | 241 | 123 | 114 | - |
| Agosto | 291 | 127 | 108 | - |
| Septiembre | 236 | 140 | 122 | - |
| Octubre | 181 | 110 | 109 | - |
| Noviembre | 164 | 121 | 124 | - |
| Diciembre | 106 | 89 | 123 | - |

Fuente: CDEC-SING, Systep

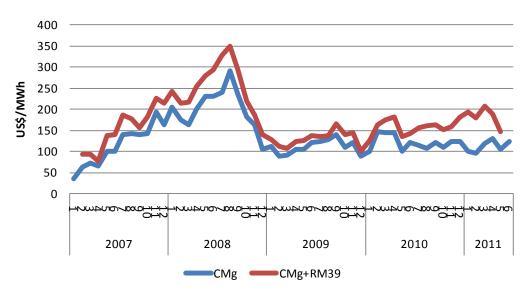
Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 2008 aumentaron los costos marginales significativamente. Posteriormente, esta tendencia se revirtió debido a la baja en el precio del petróleo diesel, no obstante se mantienen valores altos en comparación con años anteriores a la crisis del gas natural. Para el mes de junio, el costo marginal fue de 125 US\$/MWh, lo que representa un aumento de 3,6% respecto al mismo mes del año anterior y un aumento de 19,6% respecto al mes de mayo de 2011.

La Figura 48 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 mayo de 2011, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo Nº 7 del Informe Valorización de Transferencias de mayo. 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 mayo, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 42,8 US\$/MWh.

Figura 48: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)





Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 01 de julio de 2011 es de 64,805 \$/kWh, que representa una disminución de 0,39% respecto al Precio Medio Base (65,058 \$/kWh) definido en la fijación de abril de 2011.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 29 muestra las obras de generación en construcción, según datos entregados por la CNE en el informe de precio nudo del mes de abril de 2011, junto con actualizaciones del CDEC.

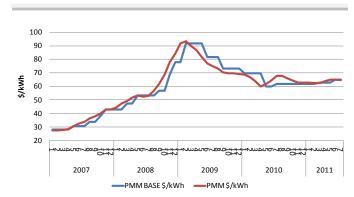
En total se incorporarán 230 MW de potencia en un horizonte de 1 año. Destaca en los últimos meses la operación en fase de pruebas de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW), de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), de la Central Termoeléctrica Angamos II (230 MW), y la entrada en operación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

Unidades en Mantención

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

- TG2 (Tocopilla): 25 MW en julio.
- U11 (Tocopilla): 38 MW en julio.
- U13 (Tocopilla): 86 MW en julio y agosto.
- U14 (Tocopilla): 86 MW en septiembre.
- TG1A (Atacama): 129 MW en julio.
- TG1B (Atacama): 129 MW en julio.

Figura 49: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systep

Tabla 29: Futuras centrales generadoras en el SING

| Futuras Centrales Generadoras | | | | | | |
|----------------------------------|-----------|-------|--------|------------------|-----------------------|--|
| Nombre | | Dueño | | Fecha Ingreso | Potencia Max. Neta | |
| Térmicas | | | | | | |
| ANGAMOS II* | AES Gener | | Carbón | Oct-11 | 230 | |
| TOTAL DOTENCIA A INCORDODAR (MM) | | | | | 220 | |

* Central actualmente en pruebas de operación

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. Desde el mes de abril la generación de AES Gener incluye la producción de la Central Termoeléctrica Angamos I, y a partir de junio de la Central Termoeléctrica Angamos II.

Al mes de junio de 2011, el actor más importante del mercado es Electroandina, con un 24% de la producción total de energía, seguido por E-CL y GasAtacama con un 18% y 17%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que GasAtacama y AES Gener aumentaron su producción en un 35,6% y 11,0%, respectivamente, en relación a mayo de 2011. Por su parte Celta, Norgener, E-CL y Electroandina vieron para el mismo período disminuida su producción en un 39,2%, 5,9%, 1,9% y 1,1%, respectivamente. En la Figura 50 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 51 se presentan las transferencias de energía de las empresas en mayo de 2011. Se observa que el mayor cambio con respecto al mes anterior se da en Norgener y Celta, las cuales cambiaron su condición de deficitaria a excedentaria.

Figura 50: Energía generada por empresa, mensual

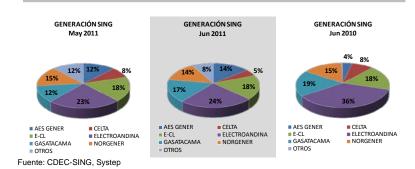
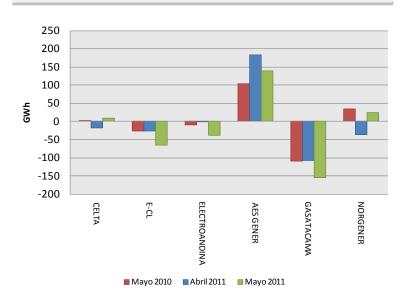


Figura 51: Transferencias de energía por empresa, mensual



Fuente: Informe Valorización de Transferencias CDEC-SING, Systep. AES Gener incluye transferencias de Central Termoeléctrica Angamos.

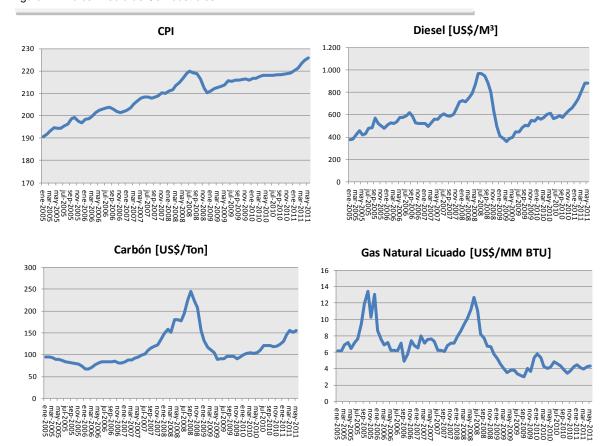


ANEXOS



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 junio de 2011

| Generador | Distribuidora | Barra de | Energía Contratada | | Precio [US\$/MWh] | | Año de Inic |
|---------------|---------------|-----------------|--------------------|---------------|-------------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Generador | Distribuidora | Suministro | GWh/año | Adjudicado | Indexado Jun-11 Barra Suministro | Indexado Jun-11 Barra Quillota | Suministr |
| AES Gener | Chilectra | Polpaico 220 | 300 | 58,1 | 95,5 | 94,7 | 2010 |
| AES Gener | Chilectra | Polpaico 220 | 900 | 57,8 | 94,9 | 94,2 | 2010 |
| AES Gener | Chilquinta | Quillota 220 | 188,5 | 57,9 | 95,2 | 95,2 | 2010 |
| AES Gener | Chilquinta | Quillota 220 | 110 | 85,0 | 175,5 | 175,5 | 2010 |
| AES Gener | Chilquinta | Quillota 220 | 110 | 85,5 | 175,5 | 175,5 | 2010 |
| AES Gener | Chilquinta | Quillota 220 | 110 | 86,0 | 175,5 | 175,5 | 2010 |
| AES Gener | Chilquinta | Quillota 220 | 110 | 87,0 | 175,5 | 175,5 | 2010 |
| AES Gener | • | Quillota 220 | 110 | 87,5 | | 175,5 | 2010 |
| | Chilquinta | | | | 175,5 | | |
| AES Gener | Chilquinta | Quillota 220 | 110 | 88,0 | 175,5 | 175,5 | 2010 |
| AES Gener | Chilquinta | Quillota 220 | 110 | 88,3 | 175,5 | 175,5 | 2010 |
| AES Gener | Chilquinta | Quillota 220 | 110 | 88,6 | 175,5 | 175,5 | 2010 |
| AES Gener | Chilquinta | Quillota 220 | 110 | 94,0 | 175,5 | 175,5 | 2010 |
| AES Gener | Chilquinta | Quillota 220 | 110 | 94,2 | 175,5 | 175,5 | 2010 |
| AES Gener | EMEL | Quillota 220 | 360 | 59,0 | 134,7 | 134,7 | 2010 |
| AES Gener | EMEL | Quillota 220 | 770 | 52,5 | 119,9 | 119,9 | 2010 |
| AES Gener | Chilectra | Polpaico 220 | 1800 | 65,8 | 70,5 | 69,0 | 2011 |
| Campanario | CGE | Alto Jahuel 220 | 900 | 104,2 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| Campanario | SAESA | Polpaico 220 | 408 | 96,0 | 175,5 | 170,9 | 2010 |
| Campanario | SAESA | Polpaico 220 | 442 | 96,1 | 175,5 | 170,9 | 2010 |
| Colbun | CGE | Alto Jahuel 220 | 700 | 96, i 55,5 | 98,2 | | 2010 |
| | | | | | | 97,0 | |
| Colbun | CGE | Alto Jahuel 220 | 100 | 124,3 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| Colbun | CGE | Alto Jahuel 220 | 200 | 124,3 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| Colbun | CGE | Alto Jahuel 220 | 200 | 124,3 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| Colbun | CGE | Alto Jahuel 220 | 200 | 124,3 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| Colbun | CGE | Alto Jahuel 220 | 200 | 124,3 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| Colbun | CGE | Alto Jahuel 220 | 200 | 124,3 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| Colbun | CGE | Alto Jahuel 220 | 200 | 124,3 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| Colbun | CGE | Alto Jahuel 220 | 200 | 124,3 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| Colbun | Saesa | Charrúa 220 | 1500 | 53,0 | 93,8 | 96,4 | 2010 |
| Colbun | Saesa | Charrúa 220 | 582 | 54,0 | 95,6 | 98,2 | 2010 |
| Colbun | Chilectra | Polpaico 220 | 500 | 58,6 | 62,5 | 61,2 | 2010 |
| Colbun | Chilectra | Polpaico 220 | 1000 | 58,3 | 62,1 | 60,8 | 2011 |
| | | • | 1000 | | • | | 2011 |
| Colbun | Chilectra | Polpaico 220 | | 58,0 | 61,8 | 60,5 | |
| EMELDA | CGE | Alto Jahuel 220 | 25 | 98,0 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| EMELDA | CGE | Alto Jahuel 220 | 50 | 98,0 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| EMELDA | CGE | Alto Jahuel 220 | 25 | 99,9 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| EMELDA | CGE | Alto Jahuel 220 | 50 | 103,0 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| EMELDA | CGE | Alto Jahuel 220 | 50 | 107,0 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| Endesa | CGE | Alto Jahuel 220 | 1000 | 51,4 | 62,5 | 61,7 | 2010 |
| Endesa | CGE | Alto Jahuel 220 | 170 | 57,9 | 70,5 | 69,6 | 2010 |
| Endesa | CGE | Alto Jahuel 220 | 2000 | 102,0 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| Endesa | Chilectra | Polpaico 220 | 1050 | 50,7 | 62,1 | 61,6 | 2010 |
| Endesa | Chilectra | Polpaico 220 | 1350 | 51,0 | 62,4 | 61,9 | 2010 |
| Endesa | Chilquinta | Quillota 220 | 188,5 | 51,0 | 62,1 | 62,1 | 2010 |
| Endesa | Chilquinta | Quillota 220 | 430 | 50,2 | 61,1 | 61,1 | 2010 |
| Endesa | Chilquinta | Quillota 220 | 660 | 102,3 | 175,5 | 175,5 | 2010 |
| Endesa | EMEL | Quillota 220 | 876,5 | 55,6 | 67,6 | 67,6 | 2010 |
| Endesa | Saesa | Charrúa 220 | 1500 | 47,0 | 57,3 | 58,9 | 2010 |
| Endesa | Chilectra | Polpaico 220 | 1700 | 61,0 | 55,5 | 54,4 | 2010 |
| Endesa | Chilectra | Polpaico 220 | 1500 | 61,0 | 55,5 | 54,4 | 2011 |
| | | | | | | | |
| Endesa | CGE | Alto Jahuel 220 | 50 | 98,0 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| Endesa | CGE | Alto Jahuel 220 | 50 | 99,0 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| Endesa | CGE | Alto Jahuel 220 | 100 | 99,5 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| Endesa | CGE | Alto Jahuel 220 | 200 | 101,5 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| EPSA | CGE | Alto Jahuel 220 | 75 | 105,0 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| Guacolda | Chilectra | Polpaico 220 | 900 | 55,1 | 88,0 | 87,3 | 2010 |
| Monte Redondo | CGE | Alto Jahuel 220 | 100 | 110,5 | 175,5 | 163,9 | 2010 |
| Monte Redondo | CGE | Alto Jahuel 220 | 175 | 92,8 | 175,5 | 163,9 | 2010 |

Fuente: Systep



Figura II-II: Índices de Indexación

| Diotribuido | Conorador | Energía | Precio | | | | Fórm | ula de Indexaciór | ١ | | |
|---------------|---------------|-----------|----------|--------|--------|------|------------------|-------------------|---------|-------|--------|
| Distribuidora | Generador | GWh/año | US\$/MWh | CPI | Coal | LNG | Diesel | CPI | Coal | LNG | Diesel |
| Chilectra | Endesa | 1.050 | 50,72 | 198,30 | 67,75 | 7,54 | 523,80 | 70,0% | 15,0% | 15,0% | |
| Chilectra | Endesa | 1.350 | 51,00 | 198,30 | 67,75 | 7,54 | 523,80 | 70,0% | 15,0% | 15,0% | - |
| Chilectra | Guacolda | 900 | 55,10 | 198,30 | 67,75 | 7,54 | 523,80 | 60,0% | 40,0% | - | - |
| Chilectra | AES Gener | 300 | 58,10 | 198,30 | 67,75 | 7,54 | 523,80 | 56,0% | 44,0% | - | - |
| Chilectra | AES Gener | 900 | 57,78 | 198,30 | 67,75 | 7,54 | 523,80 | 56,0% | 44,0% | - | - |
| Chilquinta | Endesa | 189 | 51,04 | 196,80 | 67,92 | 8,68 | 526,61 | 70,0% | 15,0% | 15,0% | - |
| Chilquinta | Endesa | 430 | 50,16 | 196,80 | 67,92 | 8,68 | 526,61 | 70,0% | 15,0% | 15,0% | - |
| Chilquinta | AES Gener | 189 | 57,87 | 196,80 | 67,92 | 8,68 | 526,61 | 56,0% | 44,0% | - | - |
| CGE | Endesa | 1.000 | 51,37 | 196,80 | 67,92 | 8,68 | 526,61 | 70,0% | 15,0% | 15,0% | _ |
| CGE | Endesa | 170 | 57,91 | 196,80 | 67,92 | 8,68 | 526,61 | 70,0% | 15,0% | 15,0% | - |
| CGE | Colbun | 700 | 55,50 | 196,80 | 67,92 | 8,68 | 526,61 | 30,0% | 45,0% | - | 25,0% |
| Saesa | Endesa | 1.500 | 47,04 | 196,80 | 67,92 | 8,68 | 526,61 | 70,0% | 15,0% | 15,0% | ,-,- |
| Saesa | Colbun | 1.500 | 53,00 | 196,80 | 67,92 | 8,68 | 526,61 | 30,0% | 45,0% | - | 25,0% |
| Saesa | Colbun | 582 | 54,00 | 196,80 | 67,92 | 8,68 | 526,61 | 30,0% | 45,0% | _ | 25,0% |
| EMEL | Endesa | 877 | 55,56 | 196,80 | 67,92 | 8,68 | 526,61 | 70,0% | 15,0% | 15,0% | - |
| EMEL | AES Gener | 360 | 58,95 | 196,80 | 67,92 | 8,68 | 526,61 | - | 100,0% | - | |
| EMEL | AES Gener | 770 | 52,49 | 196,80 | 67,92 | 8,68 | 526,61 | _ | 100,0% | _ | |
| Chilectra | Endesa | 1.700 | 61,00 | 206,69 | 93,99 | 7,31 | 557,33 | 70,0% | 100,070 | 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% | - | 30,0% | |
| Chilectra | Colbun | 1.000 | 58,26 | 206,69 | 93,99 | 7,31 | 557,33 | 100,0% | • | - | |
| | Colbun | 1.000 | | | 93,99 | | | | - | - | - |
| Chilectra | | 1.800 | 57,85 | 206,69 | 93,99 | 7,31 | 557,33 | 100,0% | - | - | - |
| Chilectra | AES Gener | | 65,80 | 206,69 | | 7,31 | 557,33 | 100,0% | - | - | - |
| Chilquinta | AES Gener | 110 | 85,00 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| Chilquinta | AES Gener | 110 | 85,50 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| Chilquinta | AES Gener | 110 | 86,00 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| Chilquinta | AES Gener | 110 | 87,00 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| Chilquinta | AES Gener | 110 | 87,50 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| Chilquinta | AES Gener | 110 | 88,00 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| Chilquinta | AES Gener | 110 | 88,30 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| Chilquinta | AES Gener | 110 | 88,60 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| Chilquinta | AES Gener | 110 | 94,00 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| Chilquinta | AES Gener | 110 | 94,20 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| SAESA | Campanario | 408 | 96,02 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| SAESA | Campanario | 442 | 96,12 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| CGE | Campanario | 900 | 104,19 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| CGE | Colbun | 100 | 124,27 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| CGE | Colbun | 200 | 124,27 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| CGE | Colbun | 200 | 124,27 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| CGE | Colbun | 200 | 124,27 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| CGE | Colbun | 200 | 124,27 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| CGE | Colbun | 200 | 124,27 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| CGE | Colbun | 200 | 124,27 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| CGE | Colbun | 200 | 124,27 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| CGE | 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 | 25 200 | | | 192,99 | | 856,04 856,04 | | - | - | - |
| | | | 101,50 | 216,66 | | 9,53 | | 100,0% | - | - | - |
| CGE | EMELDA | 50 | 102,99 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| CGE | EPSA | 75 50 | 105,00 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | - |
| CGE | EMELDA | 50 | 106,99 | 216,66 | 192,99 | 9,53 | 856,04 | 100,0% | - | - | |

Fuente: Systep



Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

La generación en el SIC en el mes de junio, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un -24,0% respecto al mismo mes del año anterior, de un 2,2% en comparación al mes recién pasado, y de un -23,8% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -25,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un 0,5% en comparación al mes recién pasado, y de un -31,5% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -21,6% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 4,3% en comparación al mes recién pasado, y de un -13,4% en relación a los últimos 12 meses.

El análisis no considera que el mes de junio cuente con un día menos que el mes de mayo.

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

| GENERACION HIDRÁULICA | | | | | | |
|-----------------------|----------------------------|-------|-------|--|--|--|
| | May 2011 Jun 2011 Jun 2010 | | | | | |
| Embalse | 643 | 646 | 872 | | | |
| Pasada | 563 | 587 | 749 | | | |
| Total | 1.205 | 1.232 | 1.621 | | | |







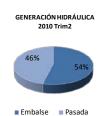
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

| GENERACION HIDRÁULICA | | | | | |
|----------------------------------|-------|-------|-------|--|--|
| 2011 Trim1 2011 Trim2 2010 Trim2 | | | | | |
| Embalse | 2.050 | 1.814 | 2.773 | | |
| Pasada | 2.511 | 1.806 | 2.365 | | |
| Total | 4.560 | 3.620 | 5.138 | | |



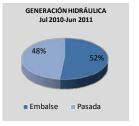




Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

| GENERACION HIDRÁULICA | | | | | |
|-------------------------------------|--------|--------|--|--|--|
| Jul 2010-Jun 2011 Jul 2009-Jun 2010 | | | | | |
| Embalse | 9.671 | 14.117 | | | |
| Pasada | 9.089 | 10.493 | | | |
| Total | 18.760 | 24.610 | | | |



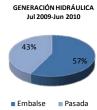




Figura III-IV: Análisis Termo-Generación, mensual (GWh)

| GENERACION TÉRMICA | | | | | |
|--------------------|----------|----------|----------|--|--|
| | May 2011 | Jun 2011 | Jun 2010 | | |
| Gas | 9 | 4 | 31 | | |
| GNL | 1.084 | 936 | 489 | | |
| Diesel | 499 | 506 | 561 | | |
| Carbón | 939 | 913 | 818 | | |
| Otro | 95 | 106 | 84 | | |
| Total | 2.626 | 2.466 | 1.983 | | |





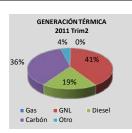


Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

| GENERACION TÉRMICA | | | | | | | |
|--------------------|------------|------------|------------|--|--|--|--|
| | 2011 Trim1 | 2011 Trim2 | 2010 Trim2 | | | | |
| Gas | 72 | 24 | 192 | | | | |
| GNL | 3.074 | 3.053 | 1.556 | | | | |
| Diesel | 1.140 | 1.430 | 1.202 | | | | |
| Carbón | 2.351 | 2.739 | 2.210 | | | | |
| Otro | 203 | 305 | 216 | | | | |
| Total | 6.841 | 7.551 | 5.376 | | | | |







Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

| GENERACION TÉRMICA | | | | | |
|--------------------|-------------------------------------|--------|--|--|--|
| | Jul 2010-Jun 2011 Jul 2009-Jun 2010 | | | | |
| Gas | 755 | 670 | | | |
| GNL | 9.289 | 4.112 | | | |
| Diesel | 5.188 | 3.474 | | | |
| Carbón | 9.827 | 7.643 | | | |
| Otro | 984 | 1.140 | | | |
| Total | 26.043 | 17.039 | | | |





Fuente: CDEC-SIC, Systep

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de junio, muestra una variación de un 24,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un -6,1% en comparación al mes recién pasado, y de un 52,8% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas, presenta una variación en su aporte de un -86,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un -53,3% en comparación al mes recién pasado, y de un 12,7% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de 91,3% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un -13,6% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de -9,7% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 1,5% en comparación al mes recién pasado, y de un 49,3% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 11,6% respecto al mismo mes del año anterior, de un -2,7% en comparación al mes recién pasado, y de un 28,6% 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 26,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 11,1% en comparación al mes recién pasado, y de un -13,7% en relación a los últimos 12 meses.

El análisis no considera que el mes de junio cuente con un día menos que el mes de mayo.



RM 88

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

| | TOTAL SALDO |
|---------------------|----------------|
| FMPRFSA | ACUMULADO |
| EIVIPRESA | MAYO 2011 |
| | \$ |
| CENELCA | - |
| PEHUENCHE | 4.325.793.776 |
| COLBUN | 22.038.209.881 |
| ENDESA | 29.048.982.739 |
| SGA | 957.675.851 |
| PUYEHUE | 347.414.868 |
| GUACOLDA | 3.483.003.209 |
| GENER | 9.278.152.139 |
| ESSA | 5.349.404.190 |
| IBENER | 580.818.234 |
| ARAUCO | 1.834.556.340 |
| CAMPANARIO | 1.653.658.671 |
| ELEKTRAGEN | 398.183.522 |
| NUEVA ENERGI | 131.987.372 |
| SC DEL MAIPO | 23.026.111 |
| TECNORED | 158.465.177 |
| POTENCIA CHI | 626.105.487 |
| PSEG | - |
| GESAN | 4.304.139 |
| PACIFIC HYDRO | 31.945.547 |
| LA HIGUERA | 258.147.976 |
| HIDROMAULE | 67.870.135 |
| ELECTRICA CEN | 18.781.494 |
| EPSA | 52.891.253 |
| EL MANZANO | 7.406.363 |
| LOS ESPINOS | 122.047.085 |
| ENLASA | 190.430.965 |
| CRISTORO | 740.892 |
| PETROPOWER | 436.223.490 |
| GAS SUR | 6.915.945 |
| ORAFTI | 77.255 |
| PANGUIPULLI | - |
| HIDROELEC | 34.814 |
| NORVIND | - |
| MONTE REDON | - |
| PACIFICO | 4.818.810 |
| TOTAL | 81.438.073.730 |



Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

| Nombre | Titular | Potencia (MW) | Inversión (MMU\$) | Fecha presentación | Estado | Combustible | Tipo | Región |
|--|---|------------------|----------------------|--------------------------|--------------------------------|--------------------------|--------------|----------|
| Proyecto Hidroeléctrico Aysén | HidroAysén | 2.750 | 3.200 | 14-08-2008 | Aprobado | Hidráulica | Base | ΧI |
| Central Termoeléctrica Castilla | MPX Energia S.A. | 2.354 | 4.400 | 10-12-2008 | Aprobado | Carbón | Base | ш |
| Central Termoeléctrica Energia Minera | Energia 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 En | Carbón | Base | ш |
| Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo | Energia Austral Ltda. | 640 | 733 | 07-08-2009 | Calificación | Hidráulica Gas- | Base | ΧI |
| Central Combinada ERA PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. | ENAP REFINERIAS S.A | 579 | 390 | 14-03-2007 | Aprobado | Cogeneración | Base | V |
| N°105 | AES GENER S.A | 542 | 700 | 22-05-2008 | Aprobado | Hidráulica | Base | RM |
| Central Térmica Barrancones Parque Eólico Talinav | Suez Energy Eólica Talinay S. A. | 540 | 1.100 | 21-12-2007 | Aprobado Aprobado | Carbón | Base | IV |
| Central Hidroeléctrica Neltume | ENDESA | 490 | 781 | 02-12-2010 | En | Hidráulica | Base | XIV |
| Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH- | Colbún S.A. | 316 | 500 | 02-09-2008 | Calificación Aprobado | Hidráulica | Base | VIII |
| Angostura Parque Eólico Lebu Tercera Etapa | Inversiones BOSQUEMAR | 280 | 616 | 13-06-2011 | En Calificación | Eólico | Base | VIII |
| Central Termoeléctrica Campiche | AES GENER S.A | 270 | 500 | 01-08-2007 | Aprobado | Carbón | Base | v |
| Central Termoeléctrica Quintero | ENDESA | 240 | 110 | 30-07-2007 | Aprobado | GNL | Base | v |
| Parque Eólico Lebu Segunda Etapa . | Inversiones BOSQUEMAR Ltda | 158 | 348 | 20-05-2011 | En Calificación | Eólico | Base | VIII |
| Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila | Pacific Hydro Chile S.A. | 155 | 384 | 26-02-2010 | En Calificación | Hidráulica | Base | VI |
| Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A. | Guacolda S.A. | 152 | 235 | 22-01-2009 | Aprobado | Carbón | Base | ш |
| "Central Hidroeléctrica Los Cóndores" | ENDESA | 150 | 180 | 05-06-2007 | Aprobado | Hidráulica | Base | VII |
| Central Hidroeléctrica San Pedro | Colbún S.A. | 144 | 202 | 30-10-2007 | Aprobado | Hidráulica | Base | XIV |
| Central Tierra Amarilla | S.W. CONSULTING S.A. | 141 | 62 | 28-03-2007 | Aprobado | Diesel | Base | |
| Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO | Hidreléctrica Centinela Ltda. | 135 | 285 | 24-03-2009 | Aprobado | Hidráulica | Base | VII |
| Turbina de Respaldo Los Guindos | Energy Generation Development S.A. | 132 | 65 | 12-12-2007 | Aprobado | Diesel | Base | VIII |
| Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa . | AES GENER S.A | 130 | 175 | 28-08-2007 | Aprobado | Diesel | Base | VIII |
| Parque Eólico Chilé | EcoPower SAC | 112 | 235 | 04-10-2010 | En Calificación | Eólico | Base | × |
| Parque Eólico Lebu Sur | Inversiones Bosquemar | 108 | 224 | 09-03-2009 | Aprobado | Eólico | Base | VIII |
| Central Hidroeléctrica Chacayes | Pacific Hydro Chile S.A. | 106 | 230 | 04-06-2007 | Aprobado | Hidráulica | Base | VI |
| Parque Eólico Renaico | Endesa Eco | 106 | 240 | 13-05-2011 | En Calificación | Eólico | Base | DX |
| 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 | ш |
| Parque Eólico Punta Palmeras | Acciona Energia Chile S.A | 104 | 230 | 23-01-2009 | Aprobado | Eólico | Base | IV. |
| Parque Eólico El Arrayán | Rodrigo Ochagavía Ruiz- Tagle | 101 | 288 | 08-09-2009 | Aprobado | Eólico | Base | IV |
| Central Espino | Termoeléctrica Los Espinos S.A. | 100 | 45 | 27-09-2007 | Aprobado | Diesel | Base | IV |
| Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe | CMPC CELULOSA S.A. | 100 | 120 | 04-08-2009 | Aprobado | Biomasa | Respaldo | ∨III |
| Generación de Respaldo Peumo | Rio Cautin S.A. | 100 | 45 | 09-09-2008 | Aprobado | Diesel | Base | VII |
| Parque Eólico Arauco | Element Power Chile S.A. | 100 | 235 | 10-06-2009 | Aprobado | Eólico | Base | VIII |
| Central Térmica Generadora del Pacifico | Generadora del Pacifico S.A. | 96 | 36 | 27-02-2008 | Aprobado | Diesel Nº 2 | Base | ш |
| 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. Eolic Partners Chile S.A. | 90 76 | 43,3 175,0 | 15-01-2008 18-12-2008 | Aprobado | Diesel | Base | X IV |
| D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia Proyecto Parque Eólico Monte Redondo | Ingenieria Seawind | 76 | 175,0 | 07-08-2007 | Aprobado Aprobado | Eólico | Base | IV |
| Parque Eólico Llanquihue | Sudamérica Ltda. Ener-Renova | 74 | 165 | 30-11-2010 | Aprobado | Eólico | Base | × |
| DIA Parque Eolico El Pacifico | Eolic Partners Chile S.A. | 72 | 144 | 10-12-2008 | Aprobado | Eólico | Base | IV |
| EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro | Bautista Bosch Ostalé | 72 | 32 | 17-04-2008 | Aprobado | Petróleo IFO 180 | Base | ш |
| Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación | GERDAU AZA GENERACION S.A. | 69 | 82 | 20-12-2007 | Aprobado | Diesel | Base | ш |
| Parque Eólico Canela II | Central Eólica Canela S.A. | 69 | 168 | 28-04-2008 | Aprobado | Eólico | Base | IV |
| Central Termoeléctrica Maitencillo | Empresa Eléctrica Vallenar | 66,5 | 72 | 29-07-2008 | Aprobado | Fuel Oil Nº 6 | Base | ш |
| 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 Nº 2 | Base | VII |
| Parque Eólico Küref | Te-Eólica S.A. | 61,2 | 150 | | En Calificación | Eólico | Base | VIII |
| Central Termoeléctrica Diego de Almagro | ENERGÍA LATINA S.A. Hidroeléctrica La Higuera | 60 | 20,5 | 14-01-2008 | Aprobado | Diesel Nº 6 Gas-Diesel | Base Base | III |
| Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito Central Hidroeléctrica Osorno | S.A. Empresa Eléctrica | 60 58 | 27 75 | 20-11-2007 | Aprobado Aprobado | Gas-Diesel Hidráulica | Base | × |
| Parque Eólico Llay-Llay | Pilmaiquén S.A. Servicios Eólicos S.A | 56 | 108 | 24-02-2011 | En | Eólico | Base | v |
| Central Hidroelectrica Los Lagos | Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A. | 53 | 75 | 13-06-2007 | Calificación Aprobado | Hidráulica | Base | × |
| Central Termoeléctrica Pirquenes | Pilmaiquén S.A. SW Business S.A. | 50 | 82 | 22-01-2010 | En Calificación | Carbón | Base | VIII |
| PARQUE EOLICO LA CEBADA | PARQUE EOLICO LA CEBADA LIMITADA | 48 | 0 | 04-04-2011 | En Calificación | Eólico | Base | IV |
| Parque Eólico Collipulli | Nuria Ortega López | 48 | 108 | 17-06-2010 | Aprobado | Eólico | Base | DX |
| DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL | Norvind S.A. | 46 | 140 | 10-09-2008 | Aprobado | Eólico | Base | IV |
| PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES | Aserraderos Arauco S.A. | 41 | 105 | 12-08-2008 | Aprobado | Biomasa | Base | VII |
| Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO | Barrick Chile Generación S.A. Alberto Matthei e Hijos | 36 | 70 | 18-06-2008 | En Calificación En | Eólico | Base | IV |
| MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH | - Limitada | 36 | 50 | 07-03-2008 | Calificación | Hidráulica | Base | VIII |
| Parque Eólico San Pedro Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan | Bosques de Chiloé S.A. Asociación de Canalistas | 36 36 | 100 | 27-10-2010 | Calificación | Eólico Hidráulica | Base | × |
| CentralTrupan Central de Energía Renovable No Convencional | Canal Zañartu | 36 | 42 | £7-04-2007 | Aprobado | riiuidulica | Base | VIII |
| | Consorcio Energético | 35 | 95 | 18-08-2010 | En | Biomasa | Base | VI |
| (ERNC) Tagua Tagua Ampliación Central Espino | Consorcio Energético Nacional S.A. Termoeléctrica Los Espinos S.A. | 35 32,8 | 95 15 | 18-08-2010 24-07-2008 | En Calificación Aprobado | Biomasa Diesel | Base | VI IV |





| Nombre | Titular | Potencia (MW) | Inversión (MMU\$) | Fecha presentación | Estado | Combustible | Tipo | Región |
|---|--|------------------|----------------------|-----------------------|--------------------------|---------------------|--------------|--------|
| Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región | Compañía Barrick Chile Generación Limitada | 32,6 | 50 | 20-03-2007 | Aprobado | Diesel | Base | IV |
| Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones | Celulosa Arauco y Constitución S.A. | 31,0 | 73 | 29-11-2007 | Aprobado | Biomasa | Base | VIII |
| Central Hidroeléctrica La Mina | Colbún S.A. | 30,0 | 74 | 13-04-2010 | En Calificación | Hidráulica | Base | VII |
| CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO | HYDROCHILE SA | 26,8 | 51,8 | 06-12-2007 | Aprobado | Hidráulica | Base | VI |
| Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote | Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda. | 26,0 | 63,0 | 06-02-2009 | Aprobado | Eólico | Base | IV |
| Central Eléctrica Colihues | Minera Valle Central | 25 | 10 | 31-12-2007 | Aprobado | Petróleo IFO 180 | Respaldo | VI |
| Parque Eólico Laguna Verde | Inversiones EW Limitada | 24 | 47 | 15-07-2008 | Aprobado | Eólico | Base | V |
| Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad: Minicentrales El Salto y El Mocho | Hidroenersur S.A. | 24 | 48 | 25-02-2011 | En Calificación | Hidráulica | Base | XIV |
| Central Hidroeléctrica San Andrés | HYDROCHILE SA | 23,5 | 38 | 27-06-2008 | Aprobado | Hidráulica | Base | VI |
| Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro | COMASA S.A. | 23,0 | 43 | 11-11-2009 | Aprobado | Biomasa | Base | IX |
| Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad | HIDROAUSTRAL S.A. | 21,2 | 35 | 19-10-2007 | Aprobado | Hidráulica | Base | XIV |
| Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua | Electro Austral Generación Limitada | 20,0 | 50 | 25-03-2011 | En Calificación | Hidráulica | Base | VIII |
| Minicentral de Pasada Itata | ELECTRICA PUNTILLA S.A. | 20,0 | 31 | 24-06-2011 | En Calificación | Hidráulica | Base | VIII |
| Parque eolico Punta Colorada | Laura Emery Emery | 20 | 19,5 | 11-07-2007 | Aprobado | Eólico | Base | IV |
| Minicentral de Pasada Itata | ELECTRICA PUNTILLA S.A. | 20 | 31,0 | 08-06-2011 | En Calificación | Hidráulica | Base | VIII |
| PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA EN NORSKE SKOG BIO BIO | Papeles Norske Skog Bio Bio Limitada | 20 | 60,0 | 30-11-2010 | Aprobado | Biomasa | Base | VIII |
| Ampliacion Central Chuyaca | PSEG Generación y Energía Chile Ltda. | 20 | 4,8 | 17-04-2008 | Aprobado | Diesel | Base | × |
| "Central Calle Calle" | PSEG Generación y Energía Chile Ltda. | 20 | 4,8 | 26-05-2008 | Aprobado | Diesel | Base | ΧIV |
| Central Hidroeléctrica Los Hierros | Besalco Construcciones S.A | 20 | 50,0 | 09-11-2009 | Aprobado | Hidráulica | Base | VII |
| Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoiquén | Hidroangol S.A. | 19 | 45,0 | 02-06-2010 | Aprobado | Hidráulica | Base | IX |
| Ampliación Central Olivos | Potencia S.A. | 19 | 6,0 | 05-11-2009 | Aprobado | Diesel | Base | ΧIV |
| Central de Pasada Carilafquén-Malalcahuello | Eduardo Jose Puschel | 18,3 | 28 | 07-02-2008 | Aprobado | Hidráulica | Base | IX |
| Central Hidroelectrica de Pasada Rio Blanco, | Schneider HIDROENERGIA CHILE | 18 | 25 | 26-07-2007 | Aprobado | Hidráulica | Base | × |
| Hornopiren Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada | LTDA Inversiones Baquedano | 18 | 56 | 09-05-2011 | En | Hidráulica | Base | VIII |
| Baquedano Central Electrica Cenizas | Limitada Electrica Cenizas S.A. | 16,5 | 7,9 | 05-06-2007 | Calificación Aprobado | Diesel | Base | |
| Parque Eólico Las Dichas | Ener-Renova | 16,0 | | 13-03-2009 | Aprobado | Eólico | Base | V |
| | Compañia Papelera del | | 30,0 | | | | | |
| Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal | Pacifico S.A. Empresa Consorcio Santa | 15 | 27 | 14-09-2007 | Aprobado En | Biomasa | Respaldo | VI |
| Central ERNC Santa Marta | Marta S.A. KDM ENERGIA Y | 14 | 36 | 10-06-2011 | Calificación | Biogas | Base | RM |
| Central Loma los Colorados | SERVICIOS S.A. | 14 | 40 | 02-09-2009 | Aprobado | Biogás | Base | RM |
| Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico | CMPC Celulosa SA | 14 | 12 | 27-11-2008 | Aprobado | Biomasa | Respaldo | IX |
| "Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno" | Cementos Bio Bio Centro S.A. | 13,6 | 13,6 | 12-02-2008 | Aprobado | Fuel Oil Nº 6 | Respaldo | VII |
| Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso | Hidroaustral S.A. | 13 | 20 | 31-07-2007 | Aprobado | Hidráulica | Base | × |
| Central Hidroeléctrica Providencia | Inversiones Herborn Ltda. | 13 | 30 | 14-12-2010 | Aprobado | Hidráulica | Base | VII |
| Conjunto Hidroeléctrico Bonito | HIDROBONITO S.A. | 12 | 30 | 13-04-2011 | En | Hidráulica | Base | × |
| CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN | ENERGIA COYANCO S.A. | 10 | 17,4 | 25-02-2008 | Calificación Aprobado | Hidráulica | Base | RM |
| Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica | HYDROCHILE SA | 9.8 | | 21-04-2009 | Aprobado | Hidráulica | Base | VI |
| San Andrés Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa | MASISA S.A. | 9,6 | 17 | | | | | VIII |
| Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero | PSEG Generación y Energía | | | 17-04-2007 | Aprobado | Biomasa | Base | |
| Aumento Potencia Central Pelohuen Central Hidroeléctrica Butamalal, Región del Bio-Bio | Chile Ltda. RPI Chile Energias | 9,2 | 4,6 | 02-04-2008 | Aprobado En | Diesel | Base | IX. |
| CH Butamalal (e-seia) | Renovables S.A. | 9 | 28 | 24-10-2008 | Calificación | Hldráulica | Base | VIII |
| Modificación Central Hidroeléctrica Florín | Empresa Eléctrica Florin Ingeniería Seawind | 9,0 | 22,0 | 29-05-2009 | Aprobado | Hidráulica | Base | ΧIV |
| Parque Eólico Chome | Sudamérica Ltda. | 9,0 | 15 | 10-07-2008 | Aprobado | Eólico | Base | VIII |
| Aumento de Potencia Parque Eólico Canela | Endesa Eco | 8,3 | 14,1 | 09-01-2007 | Aprobado | Eólico | Base | IV |
| Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro | Hidroenergía Chile S.A. | 8,0 | 20,0 | 25-09-2009 | Aprobado | Hidráulica | Base | × |
| Minicentral Hidroeléctrica Piruquina | Endesa Eco | 7,6 | 24,0 | 16-02-2009 | Aprobado | Hidráulica | Base | × |
| Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur | Mainco S.A. | 7,1 | 12,0 | 09-04-2009 | Aprobado | Hidráulica | Base | VIII |
| Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte Nº 2 | Hidroeléctrica Ensenada S. A. | 6,8 | 12,0 | 26-11-2008 | Aprobado | Hidráulica | Base | × |
| Planta de Equipos Generadores de Vallenar | Agrocomercial AS Limitada | 6,4 | 2,5 | 01-09-2008 | Aprobado | Diesel | PMGD- SIC | ш |
| MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPIL CH Cayucupil | Hidroeléctrica Cayucupil Ltda | 6,0 | 12,8 | 08-06-2009 | Aprobado | Hidráulica | Base | VIII |
| Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia) | Cristalerias Toro S.A.I.C. | 6 | 6 | 01-10-2008 | Aprobado | Eólico | Base | VIII |
| Central Hidroeléctrica Mariposas | Hidroeléctrica Río Lircay S.A. | 6 | 15 | 13-01-2009 | Aprobado | Hidráulica | Base | VII |
| Central Hidroeléctrica San Clemente | Colbún S.A. | 6 | 12 | 29-05-2007 | Aprobado | Hidráulica | PMGD- SIC | VII |
| Central de Pasada Tacura | Mario Garcia Sabugal | 5,9 | 5,2 | 07-02-2008 | Aprobado | Hidráulica | Base | IX |
| Mini Central Hidroeléctrica El Canelo | José Pedro Fuentes De la Sotta | 5,5 | 16,5 | 21-01-2011 | Aprobado | Hidráulica | Base | IX |
| "Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco | Hidroaustral S.A. | 5,5 | 15 | 28-08-2007 | Aprobado | Hidráulica | Base | × |
| Rupanco" Central Hidroeléctrica de Paso La Flor | Empresa Eléctrica La Flor | 5,4 | 5 | 07-10-2010 | En | Hidráulica | Base | × |
| Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas | S.A. Hidroaustral S.A. | 5.3 | | 21-08-2007 | Calificación Aprobado | Hidráulica | Base | × |
| PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DONGO | HIDROELECTRICA DONGO | 5,5 | 9 | | | Hidráulica | | × |
| Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica | LIMITADA | | | 27-06-2008 | Aprobado | | Base | |
| Generador EE de Southphacific | SouthPacific Korp S.A. José Pedro Fuentes De la | 5 | | 07-12-2007 | Aprobado | Diesel | Respaldo | VIII |
| Minicentral Hidroeléctrica El Manzano | Sotta | 4,7 | 7,4 | 30-08-2007 | Aprobado | Hidráulica | Base | IX |
| MINI CENTRAL HIDROELECTRICA LA PALOMA | HIDROENERGIA CHILE LTDA | 4,5 | 8 | 12-11-2007 | Aprobado | Hidráulica | Base | IV |
| Grupos de Generación Eléctrica - TEHMCO S.A. | TEHMCO S.A. | 4,5 | 0 | 01-06-2011 | En Calificación | Diesel | Respaldo | RM |
| Central Hidroeléctrica Río Huasco | Hidroeléctrica Río Huasco S.A. | 4,3 | 9 | 28-10-2009 | Aprobado | Hidráulica | Respaldo | ш |
| Central Hidroeléctrica Río Isla | Electrica Rio Isla S.A. | 4,2 | 10 | 10-05-2011 | En Calificación | Hidráulica | Base | XIV |
| Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo | Compañía Minera del Pacífico S.A. | 4,1 | 3 | 21-08-2007 | Aprobado | Diesel Nº 2 | Respaldo | ш |
| Generadora Eléctrica Robleria | Generadora Eléctrica Roblería Limitada. | 4,0 | 4 | 10-11-2009 | Aprobado | Hidráulica | Base | VII |
| INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE | ANGLO AMERICAN NORTE S.A. | 3,8 | 3,3 | 22-04-2008 | Aprobado | Diesel | Respaldo | ш |
| Central Hidroeléctrica Las Mercedes | Casablanca Generación S.A. | 3,5 | 13,5 | 21-02-2011 | En Calificación | Hidráulica | Base | RM |
| Central Hidroeléctrica Mallarauco | Hidroeléctrica Mallarauco S.A. | 3,4 | 8,9 | 17-11-2009 | Aprobado | Hidráulica | Base | RM |
| Mini Central Hidroelectrica de Pasada El Callao | Hidroenersur S.A. | 7,5 | 3,2 | 25-09-2009 | Aprobado | Hidráulica | Base | × |
| Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto | Asociación de Canalistas del | 3,2 | 6,5 | 04-07-2008 | Aprobado | Hidráulica | Base | VIII |
| | Laja | | | | | | | |



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

Pedro Miquel Durán Ingeniero Senior pmiquel@systep.cl

Juan Pablo Diaz Vera Ingeniero Senior jpdiaz@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.

