



# Reporte Sector Eléctrico

*SIC-SING*

Marzo 2011

## Contenido

Editorial	2
SIC	7
Análisis General	8
Análisis Precio de Licitación	11
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	12
Estado de los Embalses	13
Análisis Precios de los Combustibles	14
Análisis Precios Spot	15
Análisis Precio Medio de Mercado	16
RM 88	16
Análisis Parque Generador	17
Resumen Empresas	19
SING	30
Análisis General	31
Análisis Precio de Licitación	34
Análisis Precios de los Combustibles	34
Análisis Precios Spot	35
Análisis Precio Medio de Mercado	36
Análisis Parque Generador	36
Resumen Empresas	37
ANEXOS	38
Índice Precio de Combustibles	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
RM88	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

## Noticias

Gobierno y expertos afirman que crisis en Japón afectará el debate nuclear en Chile. (La Tercera, 14/03/11)

Magallanes tiene reservas de gas para seis o siete años. (El Mercurio, 11/03/11)

Continúan conversaciones con Xstrata para compartir línea de transmisión. (Estrategia, 10/03/11)

Embalses para generación eléctrica llegan a su menor nivel desde 1999. (La Tercera, 08/03/11)

Isla Riesco negocia venta de carbón a Gener y Suez. (Diario Financiero, 08/03/11)

Golborne: Línea de GDF Suez con AES Gener sería paso hacia la interconexión SING-SIC. (EMOL, 04/03/11)

Gobierno anuncia hoy que extenderá horario de verano por al menos dos semanas. (La Tercera, 02/03/11)

Autoridad ambiental de Atacama aprobó proyecto termoeléctrico Central Castilla. (La Tercera, 25/02/11)

Transec: cambios en ley eléctrica adelantarían proyectos de transmisión en cerca de dos años. (Diario Financiero, 24/02/11)

Respaldo eléctrico con diésel en riesgo por fin de mecanismo legal. (El Mercurio, 21/02/11)

Reanudan calificación ambiental de central Castilla. (El Mercurio, 21/02/11)

Golborne viajará a Francia y Bélgica el próximo martes para visitar plantas nucleares. (EMOL, 18/02/11)

Publican decreto preventivo de racionamiento que permite enfrentar estrechez energética. (EMOL, 17/02/11)

Cambio de calificación da vía libre a trámites de central a carbón Castilla. (El Mercurio, 17/02/11)

Central Renca entra en operación para cubrir déficit energético. (El Mercurio, 16/02/11)

Cuentas de luz bajarán 3,6% promedio con efecto retroactivo desde agosto. (El Mercurio, 14/02/11)

## Editorial

### ¿Se necesita el racionamiento eléctrico?

El día 9 de febrero de 2011 se promulgó en el Diario Oficial el Decreto Supremo N°26 (Decreto de Racionamiento), el cual determina medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central (SIC).

Llama la atención que, días antes, varios especialistas del sector habían indicado que había suficiente capacidad instalada de generación para asegurar el suministro en un eventual nuevo año seco. ¿Qué es entonces lo que justifica el decreto de racionamiento y las acciones que se han tomado a la fecha?

El argumento del Gobierno para decretar el racionamiento, que tiene vigencia desde el 17 de febrero hasta el 31 de agosto de 2011, es principalmente establecer mecanismos que permitan enfrentar un déficit de abastecimiento eléctrico previsto para el próximo semestre. El déficit está condicionado por las escasas lluvias del año 2010 y la baja acumulación de nieve con su consecuente aporte reducido de deshielos, hechos que explicarían el bajo nivel de reservas hídricas acumuladas en los principales embalses que abastecen a las centrales hidroeléctricas del SIC, incidiendo en su nivel de generación. Tal situación se prevé continúe este año, dado el fuerte crecimiento previsto para la demanda producto del crecimiento económico del país.

En este contexto, las medidas definidas en el Decreto se orientan, principalmente, a (i) reducir los impactos del posible déficit para los usuarios; (ii) incentivar y fomentar el aumento de capacidad de generación en el respectivo sistema; (iii) estimular o premiar el ahorro voluntario; y (iv) aminorar los costos económicos que dicho déficit pueda ocasionar al país.

El Decreto señala una serie de medidas para los distintos actores que participan en el mercado eléctrico, de manera de hacer frente a esta situación de contingencia, siendo las que se refieren a la reducción de voltaje de suministro eléctrico (entre un 5% y un 10%), y la administración de las reservas hídricas disponibles en los principales embalses del país, las primeras medidas que el Gobierno ha llevado adelante de manera de evitar posibles restricciones de abastecimiento. Por otra parte, la publicación del Decreto en momentos en que el sistema se encuentra en condiciones extremas, más no aun en situación de déficit real, permite sensibilizar a la población acerca de lo que está ocurriendo y de lo que podría ocurrir en el corto plazo, de manera que ésta tome conciencia del problema y de la importancia del ahorro energético.

Respecto al mercado de la generación, el Decreto transfiere al CDEC respectivo la responsabilidad de optimizar mantenimientos de unidades generadoras a fin de minimizar las situaciones de falla y consecuente déficit en el sistema. Además, exige la coordinación de la operación de las centrales hidroeléctricas de embalse de forma tal que se garantice la existencia en todo momento de una reserva hídrica efectivamente disponible, equivalente a 500 GWh que puedan ser dispuestos para paliar el déficit proyectado.

Con respecto a los sistemas de transmisión, las indicaciones del Decreto se refieren principalmente a aspectos de coordinación con el CDEC. En este sentido, se establece que el CDEC deberá enviar a la CNE y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) un informe que identifique las instalaciones que ameriten ser operadas en condiciones especiales, las cuales deberán ser autorizadas por la CNE. Adicionalmente, y ante escenarios de congestión en el sistema de transmisión, la Dirección de Operación del CDEC podrá operar las instalaciones en el límite de los estándares de seguridad y calidad de servicio para reducir el déficit del sistema o aumentar las reservas hídricas. Tal situación podría implicar la operación de las redes sin el cumplimiento del criterio N-1, lo que podría afectar la seguridad de la operación de las mismas.

Respecto de las empresas distribuidoras, el Decreto indica que las empresas generadoras deberán pagar 196,830 pesos a la distribuidora por cada kilowatt-hora de déficit que haya afectado a los clientes sometidos a regulación de precios. Se considera como afectación, la interrupción de suministro por efecto de cortes programados.

Finalmente, el documento indica que las empresas participantes del mercado pueden llevar a cabo actividades para estimular la disminución de consumo de sus clientes. Tal condición puede darse ya sea a través de acuerdos entre las partes, como también por la suspensión de suministro mediante programas de corte.

Pero si hay suficiente capacidad instalada de generación para asegurar el suministro, la denominada suficiencia en generación, ¿por qué se requiere de racionamiento?

#### **Suficiencia en generación**

El primer punto que se esgrime como motivo para la publicación del Decreto es el efecto de la sequía en la zona centro sur de nuestro país. Que el país se encuentra frente a una hidrología extremadamente seca resulta cierto. Ciertamente es también que el estado actual de los embalses alcanza niveles similares a los que experimentó el sistema en el año 1998-1999, una de las condiciones más extremas que ha enfrentado el país. Pero si se analiza la capacidad de generación en el SIC, hay suficiente holgura en la oferta, en relación al consumo de energía y a la demanda máxima, para enfrentar la crisis, según se analiza a continuación.

El análisis considera la capacidad de generación disponible en las distintas zonas geográficas del país, en una representación del sistema de tres nodos (norte, centro y sur), que toma como base el programa de mantenimiento mayor del CDEC-SIC de diciembre de 2010, modelándose la capacidad disponible de las centrales de acuerdo al mismo. El potencial aporte de las centrales de embalse y de pasada se calcula en base a la generación real de las centrales en el escenario más seco (año 1998-1999) y, dada la coyuntura, se considera que las centrales térmicas de la zona centro y sur postergan sus mantenimientos en temporada de invierno.

Con esos antecedentes, se concluye que la generación local del sistema de la zona centro, que abarca las zonas de Nogales por el norte e Itahue por el sur, podría no dar cuenta de sus requerimientos propios. No obstante, existiría suficiente holgura de capacidad de generación en los sistemas contiguos que permitiría, aún en un escenario de sequía como el que se enfrentó el año 1999-1998, solucionar los problemas de suficiencia en generación para la zona central del país.

Además de revisar la suficiencia respecto al consumo de energía, corresponde determinar la suficiencia de generación para abastecer la máxima demanda del sistema, nuevamente modelando el sistema con tres nodos - norte, centro, sur-

En este sentido, existen períodos de tiempo en que la capacidad local del sistema del centro, en condiciones de sequía extrema, no resulta suficiente para abastecer la demanda, por lo cual se requieren aportes de las zonas aledañas. En el caso del norte, se observa que existen casi 1.000 MW de excedentes correspondientes a unidades diesel. Por su parte la zona sur podría aportar en el corto plazo cerca de 400 MW, situación que cambiaría radicalmente a partir de la entrada en operación de las centrales a carbón Santa María y Bocamina II en el segundo semestre del 2011<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> De acuerdo a lo indicado en el programa de mantenimiento del CDEC la central Santa María ingresaría en agosto de 2011, mientras que la central Bocamina II ingresaría en octubre del mismo año.

Dado lo anterior, se puede concluir que el problema que enfrenta el SIC tampoco guarda relación con la suficiencia para abastecer la demanda. Sin embargo, se debe tener en cuenta que es vital la operación de las centrales Nueva Renca y Renca, ambas de Eléctrica Santiago, filial de AES Gener, que operan a gas/diesel y que inyectan directamente en la zona central del país. Cualquier falla que ocurra en alguna de ellas podría gatillar problemas en la zona central.

Esta condición de suficiencia en generación es un elemento positivo del mercado del SIC. Las señales regulatorias y de precios, particularmente en el pago por potencia, han sido atractivas para los inversionistas en generación, que han aportado un volumen importante de capacidad de generación para abastecer la demanda. Es cierto que también esto ha sido resultado de la crisis del gas argentino, que ha elevado notablemente los precios spot de la energía, creando oportunidades interesantes a los que podían entrar rápido al mercado.

Los antecedentes anteriores permitirían concluir que no debieran haber problemas futuros de suministro, en vista que el sistema de generación es suficiente para abastecer tanto el consumo de energía como la demanda de potencia. Entonces ¿sería el racionamiento innecesario? El ejercicio anterior supuso que no había restricciones de transmisión entre los tres nodos, que es lo que en la práctica no se cumple, según se explica a continuación, y que sí justifican el decreto.

#### **Suficiencia del sistema de transmisión**

La pregunta a responder es si actualmente existe capacidad de transmisión suficiente para inyectar la potencia requerida por la zona central desde el norte y sur. Se analizó la operación del sistema eléctrico en un escenario de despacho de generadores según hidrología más seca (1998-1999) y demanda máxima proyectada para marzo 2011 (aproximadamente 6.500 MW), observándose los siguientes aspectos en el sistema de transmisión.

- **Zona Norte:** Se sobrepasan restricciones de capacidad N-1 en el sistema de transmisión al Norte de S/E Nogales.
- **Zona Sur:** Dadas las restricciones de generación de las unidades hidráulicas, no se espera la activación de restricciones de transmisión en el sistema troncal al sur de S/E Alto Jahuel. Lo anterior pese a que se despacha a plena capacidad la generación térmica (no cogeneración) de esta zona.
- **Zona Centro:** Para satisfacer la demanda será necesario despachar gran parte de las turbinas, unidades carboneras y ciclos combinados de la zona centro. Sin embargo, debido a la activación de restricciones de capacidad de transmisión en algunas líneas de esta zona, no es posible inyectar dicha potencia hacia el retiro de Chilectra. En particular, los tramos Polpaico-Cerro Navia 220 y Cerro Navia – Chena 220 ven superada su capacidad N en esta situación, que podría exigir racionamiento de demanda o desconexión de carga en la zona centro y/o sur del SIC.

Efectivamente entonces, los problemas de abastecimiento se originan en la transmisión, donde, habiendo suficiencia global en generación, instalaciones existentes no permitirían evacuar capacidades excedentes del sistema norte, para abastecer los requerimientos del centro.

En este sentido, el SIC, dada sus tecnologías de generación y su característica longitudinal, se caracteriza por un constante desbalance en su operación dada su matriz energética, que depende fuertemente de cada condición hidrológica que se presente. Ante escenarios secos, la capacidad de inyección desde el sur se ve limitada por su naturaleza hidráulica, por lo que gran parte de la energía debe provenir desde el norte, donde las limitaciones del sistema de transmisión constituyen hoy una barrera importante. En condición hidrológica húmeda, por otro lado, se invierte tal situación, toda vez que la energía irá desde el sur hacia el centro, con flujos reducidos desde la zona norte, pudiendo originarse restricciones en los corredores desde el sur.

#### **Pago por potencia y localización de centrales**

Del diagnóstico anterior, se podría concluir que los problemas del sistema se encuentran en una inadecuada expansión de los sistemas de transmisión. Sin embargo, hay otro factor que en este caso es igual de relevante, y que tiene que ver con el pago por potencia y la forma en que éste se otorga.

Si existen capacidades de generación ociosas en el norte del SIC, particularmente unidades diesel, con el carácter de respaldo<sup>2</sup>, ¿por qué se instalaron en zonas donde los sistemas de transporte existentes no permiten inyectar su producción hacia donde realmente se necesita? ¿Por qué reciben un pago por potencia, justificado por su potencial aporte a la demanda máxima, si efectivamente no pueden hacer ese aporte por problemas de transmisión? Efectivamente, hoy en día, la metodología que determina el pago por potencia a las unidades generadoras no considera las restricciones existentes en el sistema de transmisión, por tanto en la práctica se está pagando por un producto que no está disponible en momentos en que, por definición, debe estarlo.

Por otra parte, si interesara expandir los sistemas de transmisión de manera de viabilizar la conexión de estas centrales de respaldo, surge la inquietud respecto de cómo ellas van a participar en el pago de tales obras, toda vez que estas centrales, principalmente diesel, se despachan en contadas oportunidades.

### **¿Habían otros caminos?**

El decreto de racionamiento podría haberse evitado si se hubiesen puesto en servicio instalaciones programadas para este año, como la entrada de las centrales carboneras de la VIII región (Bocamina II y Santa María), las que hubiesen podido suplir la falta de agua y transportar energía hasta Santiago. Sin embargo, cabe recordar que estas unidades han visto retrasada su operación al verse seriamente afectadas por el terremoto de febrero de 2010.

No obstante, aún sin el ingreso de las carboneras, el sistema podría haber alejado el fantasma del racionamiento si se hubiese puesto en marcha instalaciones de transmisión en las fechas programadas originalmente, en particular el transformador 500/220 en la subestación Polpaico, según se explica a continuación, que debiera haber estado operativo en febrero del 2011.

La Figura 1, a la izquierda, muestra la operación para el escenario de demanda máxima de marzo 2011, en la hidrología más seca registrada, donde los tramos Polpaico-Cerro Navia 220 y Cerro Navia – Chena 220 (destacados en rojo) ven superada su capacidad N, dada la inyección de las centrales del norte y los ciclos combinados de la V región. Adicionalmente, al casi no existir capacidad desde el sur, el flujo hacia la barra Alto Jahuel es muy reducido, y las líneas hacia dicha subestación estarían con capacidad holgada, sin poder ser actualmente utilizada.

Tal situación podría haber sido diferente con la entrada en operación del indicado segundo transformador 500/220 en la subestación Polpaico, que debido a retrasos en las obras aún no se encuentra en servicio. La puesta en servicio de dicho transformador permitiría, mediante ciertos cambios topológicos, llevar la energía de los ciclos combinados hacia la zona de Santiago, haciendo uso del sistema que viene desde el sur, hoy con capacidades de holgura dada la baja generación hidráulica. Si el transformador se encontrara en servicio el día de hoy, los riesgos de racionamiento en el SIC serían prácticamente nulos.

### **Consecuencias en precios**

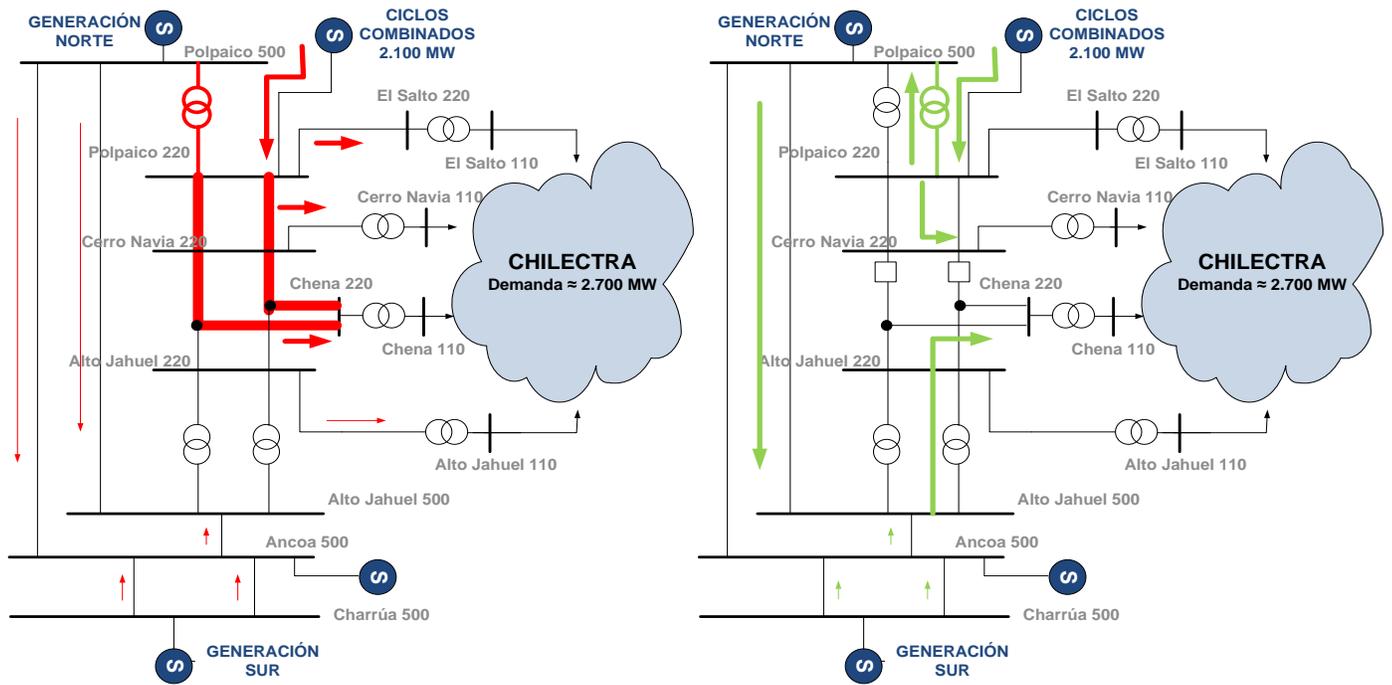
Como se mencionó anteriormente, el Decreto de Racionamiento tiene carácter preventivo, puesto que, si bien es real el hecho que el sistema presenta una situación de estrechez producto de la sequía, el riesgo de que haya déficit de suministro aún es bajo. Tanto es así que el CDEC-SIC, en su programa de operación 12 meses publicado a comienzos del mes de marzo, no da cuenta del déficit de generación indicado en la ley requerida para la publicación del decreto, bajo ninguno de los escenarios hidrológicos evaluados.

No obstante, su publicación le permite al Gobierno tomar medidas de precaución que pudiesen ser efectivas. En primer lugar, el hecho de autorizar al CDEC a operar el sistema reduciendo los niveles de seguridad permite reducir los costos marginales del sistema. Si bien es cierto que tal condición podría resultar en una menor calidad de servicio, el entregar al operador mayor flexibilidad para los límites de transmisión se lograría traer más energía a la zona central, donde se necesita, pudiéndose evitar fallas mayores en caso en que esta medida no se hiciese efectiva.

Por otro lado, desde el punto de la tarifa, no se estiman mayores alzas en las tarifas producto de la publicación del decreto de racionamiento, toda vez que la mayor parte de los contratos de las distribuidoras dependen de los precios de los combustibles, mientras que los contratos que están indexados a costo marginal tienen un techo dado por el costo del diesel que protegería a los consumidores en condiciones como éstas.

<sup>2</sup> Llamadas de respaldo, dado que pueden prestar apoyo a las centrales "económicas (o eficientes)" en períodos como el que enfrenta el sistema actualmente.

Figura 1: Topología de operación SIC, zona Centro: (izq) topología actual – (der) topología con transformador adicional Polpaico 500/220



## SIC Sistema Interconectado Central

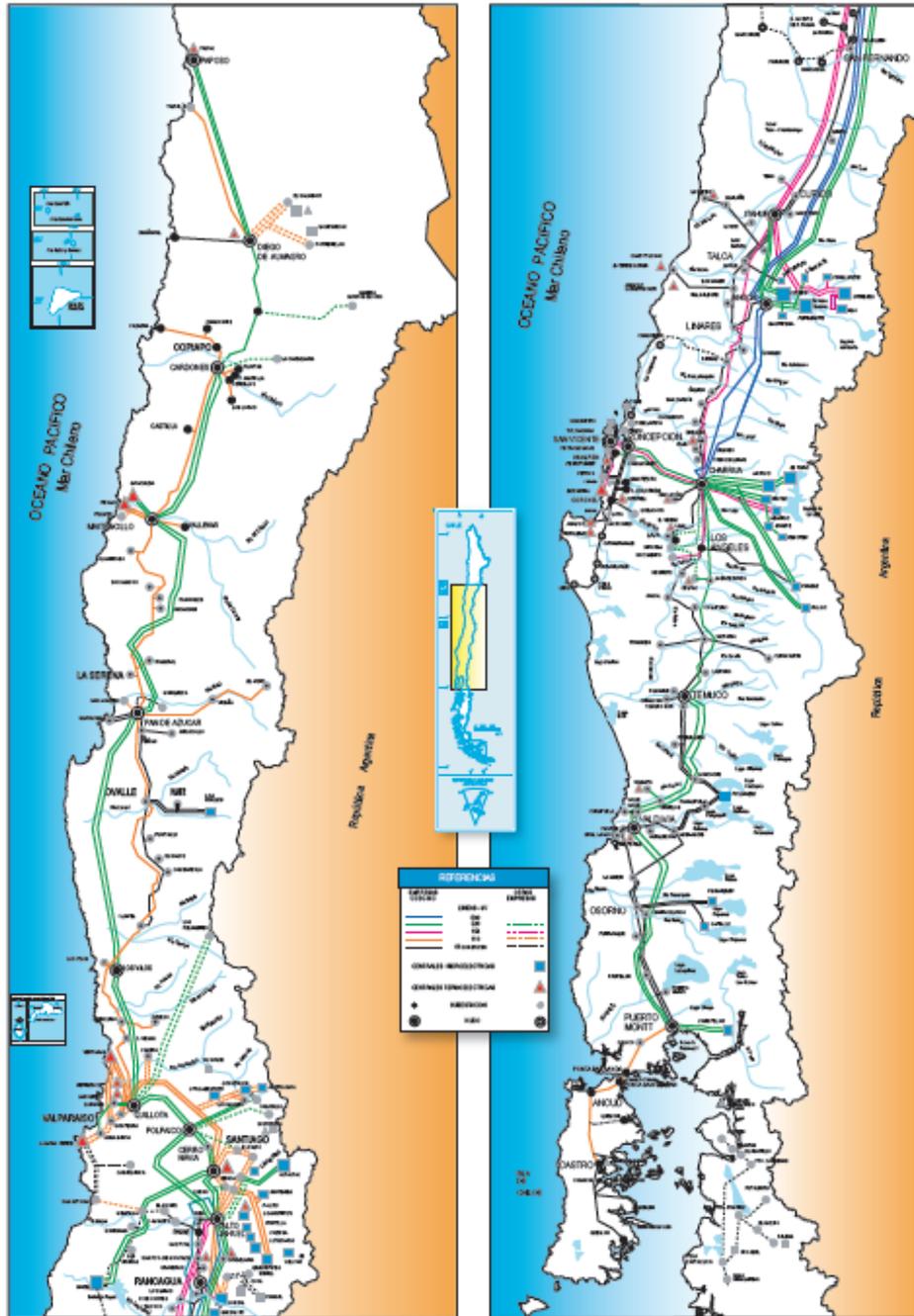


Figura 2: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

### Análisis de Generación del SIC

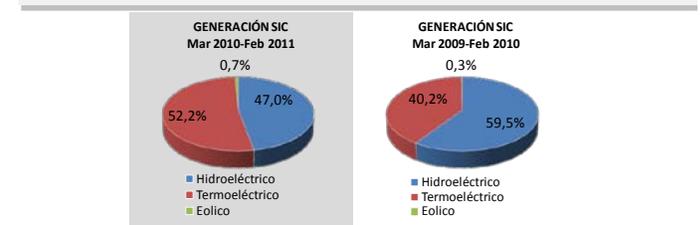
En términos generales, durante el mes de febrero de 2011 la generación de energía en el SIC disminuyó en un 8,4% respecto a enero, con un alza de 10,3% respecto a febrero de 2010. Cabe destacar que el análisis no considera el hecho que febrero cuenta con 3 días menos que el mes de enero.

La generación hidroeléctrica tuvo una baja de 22,6% respecto de enero, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en 5,0%. De esta forma, un 40,2% de la energía consumida en el SIC durante el mes de febrero de 2011 fue abastecida por centrales hidroeléctricas. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol menor en la matriz, con un total de energía generada para el mes de febrero de 18,12 GWh, correspondiente al 0,5% del total.

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de febrero el aporte de las centrales de embalse al sistema disminuyó en un 23,3% respecto a enero, mientras que la generación de las centrales de pasada tuvo una baja de 21,9% en relación al mismo mes. Por otra parte, la generación a gas natural experimentó una baja en un 52,5%, principalmente por el hecho que la central Nueva Renca de Gener deja de utilizar gas natural para operar con GNL. Por su parte, la generación diesel presenta un alza de 196,5%, principalmente por el notable aumento de la generación de las centrales Santa Lidia y Renca de Gener, y Nehueno II, Antilhue y Los Pinos de Colbún, mientras que la generación a carbón se redujo en un 13,7% y la generación a GNL presentó un alza de 0,5%. Se destaca de la Figura 5, que la generación con GNL representa para el mes de febrero de 2011 un 27,5% de la matriz de energías del SIC, frente al 9,6% que representa el diesel y el 19,7% del carbón.

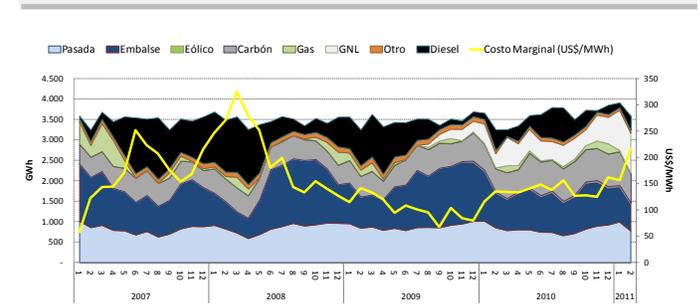
En la Figura 3 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Los costos marginales del SIC durante el mes de febrero llegaron a un valor promedio de 217 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 135 US\$/MWh de febrero de 2010 representa un alza de 61,0%.

Figura 3: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



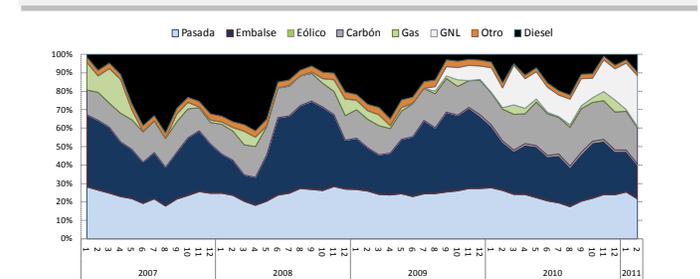
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 4: Generación histórica SIC



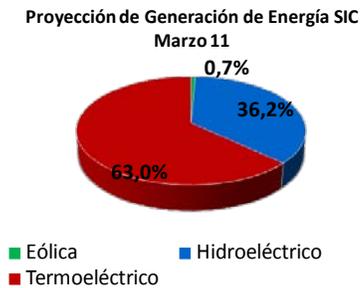
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 5: Generación histórica SIC (%)



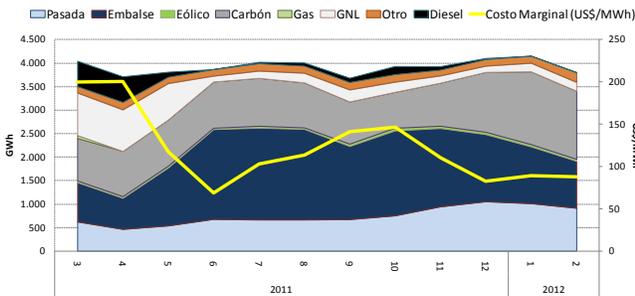
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 6: Proyección de Generación de Energía marzo de 2011



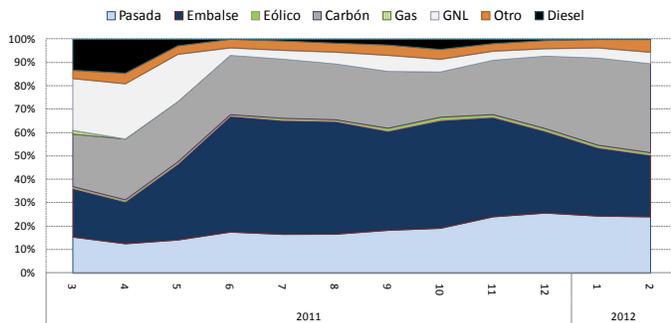
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 7: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 8: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

## Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de marzo de 2011, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 36% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas, manteniendo la tendencia de meses anteriores. Dado lo anterior es que no se vislumbra una reducción considerable en los costos marginales en el corto plazo.

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

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

## Generación de Energía

Para el mes de febrero de 2011, la generación de energía experimentó un alza de 10,3% respecto del mismo mes de 2010, con una baja de 8,4% respecto enero.

Respecto a las expectativas para el año 2011, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 46.671 GWh, lo que comparado con los 43.177 GWh del año 2010 representaría un crecimiento anual para el año 2011 del 8,1%.

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

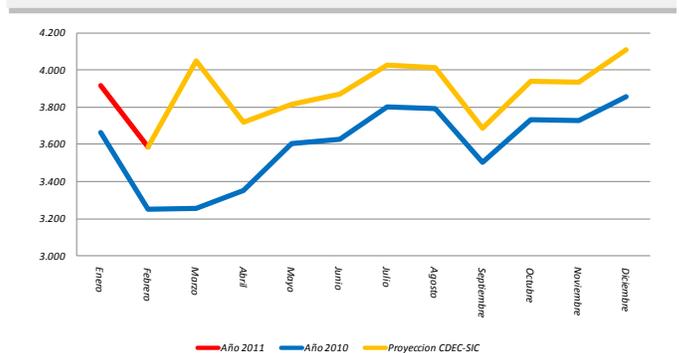
## Precio de Nudo de Corto Plazo

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

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

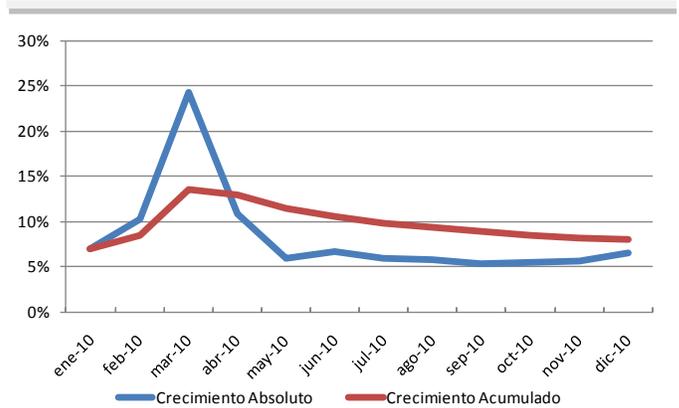
Es importante destacar que considerando el cálculo de la RM88, el valor del precio de nudo de la energía en la barra Alto Jahuel 220 llega a 55,427 \$/kWh.

Figura 9: Generación histórica de energía (GWh)



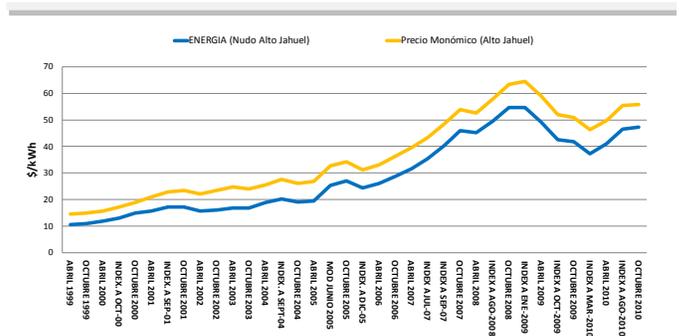
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 10: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 11: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

## Análisis Precios de Licitación

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

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

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

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

Cabe recordar que para el período 2010-2011, el precio de los contratos de la tercera licitación se indexará según el índice de costo de suministro de corto plazo, correspondiente al promedio trimensual del costo marginal horario en la barra correspondiente al punto de oferta del bloque de suministro licitado, ponderado por la respectiva generación bruta horaria total del sistema. El valor utilizado como base refleja el precio de suministro de largo plazo de la energía en el SIC para contratos regulados, valor fijado en 88,22 US\$/MWh. No obstante, existen condiciones que limitan el precio de la energía, el cual no podrá ser superior al menor valor entre el costo de suministro de corto plazo correspondiente y el precio promedio del diesel publicado por la Comisión (US\$/m<sup>3</sup>), este último valor ponderado por un factor de 0,322 (m<sup>3</sup>/MWh) en 2010 y 0,204 (m<sup>3</sup>/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 febrero 2011)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	93,9	5.419
Campanario	129,6	1.750
Colbún	85,3	6.782
Endesa	74,2	12.825
Guacolda	78,6	900
EMELDA	126,9	200
EPSA	126,9	75
Monte Redondo	126,9	275
<b>Precio Medio de Licitación</b>		<b>85,27</b>

\* Precios referidos a Quillota 220

## Precio de Nudo de Largo Plazo

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

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

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

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación	Precio Medio Reajustado (Barra de Suministro)	Precio Medio Reajustado (Barra de Quillota)	Energía Contratada GWh/año
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	
Chilectra	64,24	91,03	73,22	12.000
Chilquinta	113,40	82,45	82,45	2.567
EMEL	87,25	82,45	82,45	2.007
CGE	118,83	87,71	82,45	7.220
SAESA	83,32	81,57	82,45	4.432

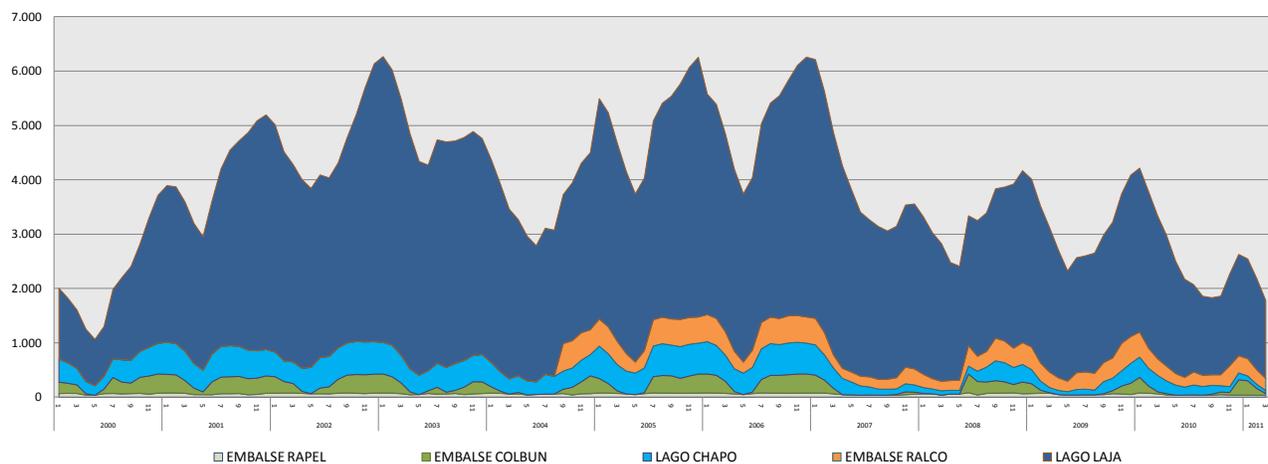
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a febrero 2011 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 78,53 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220.

## Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de marzo de 2011 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 1.786 GWh, lo que representa una baja de 19% respecto a lo registrado a comienzos del mes de febrero, y una disminución de 48% respecto a marzo 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 45% menor a la disponible en marzo de 2010.

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



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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

		Feb 2011	Mar 2011	Mar 2010
<b>EMBALSE</b>	<b>COLBUN</b>	128	30	37
	% de la capacidad máxima	35%	8%	10%
<b>EMBALSE</b>	<b>RAPEL</b>	35	39	64
	% de la capacidad máxima	42%	46%	75%
<b>LAGUNA</b>	<b>LA INVERNADA</b>	2	2	105
	% de la capacidad máxima	2%	2%	80%
<b>LAGO</b>	<b>LAJA</b>	1.681	1.437	2.632
	% de la capacidad máxima	32%	27%	50%
<b>LAGO</b>	<b>CHAPO</b>	79	60	303
	% de la capacidad máxima	12%	9%	48%
<b>EMBALSE</b>	<b>RALCO</b>	266	218	305
	% de la capacidad máxima	53%	43%	60%

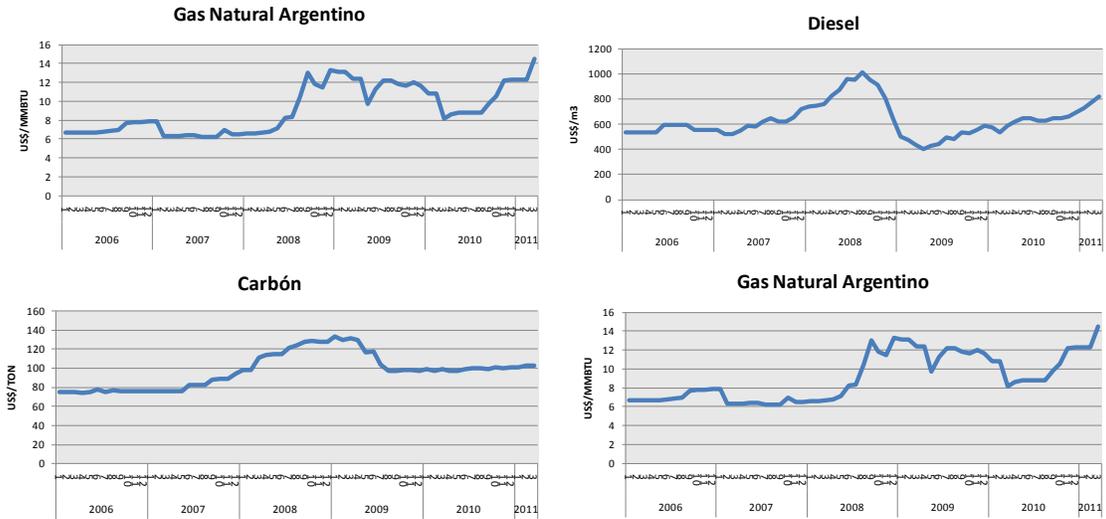
\*Valores iniciales para cada mes

Fuente: CDEC-SIC, SysteP

## Precios de combustibles

Las empresas generadoras informan al CDEC-SIC semanalmente los valores de los precios de los combustibles para sus unidades, cuya evolución se muestra en la Figura 13.

Figura 13: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

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

Los costos marginales del SIC para el mes de febrero de 2011 presentan un alza de 38,6% respecto a los registrados en el mes de enero, con un aumento de 61,0% respecto a lo observado en febrero de 2010.

Las principales alzas en los costos marginales del mes de febrero se ven marcadas por el requerimiento de unidades poco económicas para el sistema, dado el escenario discutido en la editorial de este mes. En este sentido, a partir de mediados del mes de febrero la unidad Renca, unidad de respaldo que usa diésel y que es una de las últimas opciones de respaldo para la principal red eléctrica del país, ha operado con costos marginales cercano a los 300 US\$/MWh. La inyección de esta unidad en la zona de mayor consumo del SIC ayuda igualmente a solucionar la crisis centrada en la Región Metropolitana, a raíz del déficit en transmisión.

En la Tabla 5 y Figura 14 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	
Abril	145	280	121	133	
Mayo	171	252	95	141	
Junio	252	181	108	148	
Julio	223	200	102	138	
Agosto	208	143	96	157	
Septiembre	176	134	68	127	
Octubre	154	155	104	128	
Noviembre	169	141	84,7	125	
Diciembre	215	127	80	163	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2011	3	170,0	200,2	170,0
-	4	156,4	200,7	147,8
-	5	156,8	117,2	70,1
-	6	182,6	69,0	50,1
-	7	167,7	103,3	61,8
-	8	172,5	113,5	61,5
-	9	163,6	141,4	94,5
-	10	159,7	146,6	76,7
-	11	156,2	110,6	67,1
-	12	155,5	82,8	59,0
2012	1	128,3	88,9	77,6
-	2	125,5	87,7	82,9

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

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



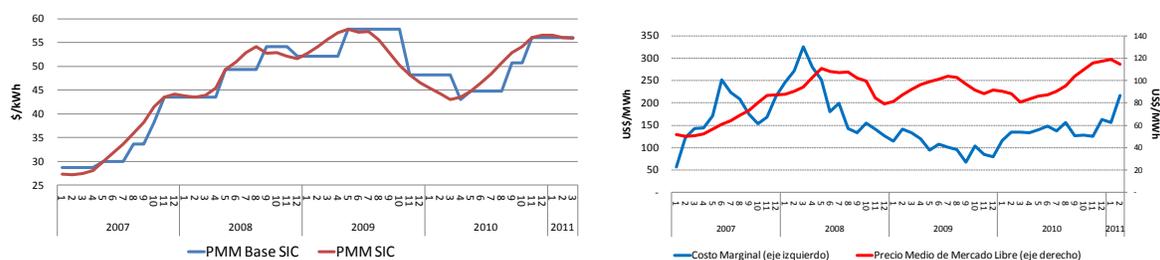
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## 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 Marzo de 2011 es de 55,99 \$/kWh, lo que representa una baja de 0,14% respecto al precio definido en la fijación de Octubre 2010 ( 56,07 \$/kWh).

Figura 15: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, Systepl

## 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 enero de 2011.

Tabla 6: Saldo total de cuentas RM88 a enero 2011

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	53.904
Gener	27.135
Colbún	40.888
Guacolda	6.458
Pehuenche	8.026

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 marzo de 2011 y marzo de 2012.

En total se espera la incorporación de 1.055 MW de potencia. Se destaca que el ingreso de las centrales a carbón Bocamina II de Endesa y Santa María de Colbún se ven retrasadas conforme a lo informado por las empresas propietarias con posterioridad al terremoto del 27 de febrero, esperando el comienzo de sus operaciones para fines de 2011. Además, se destaca el ingreso de las centrales de pasada de Chacayes (111 MW en octubre de 2011) y Rucatayo (60 MW en marzo de 2012).

### Unidades en Mantenimiento

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

- Rapel (U1 por 70 MW): 21 días en febrero y marzo
- Pehuenche (U2 por 275 MW): 1 día en marzo.
- Colbún (U1 por 225 MW): 7 días en marzo.
- Quintero (U1A por 120 MW): 6 días en marzo.
- Antuco (U1 por 160 MW): 79 días en marzo a junio.
- Tal Tal (U1 por 120 MW): 2 días en marzo.
- Pangué (U1 por 225 MW): 5 días en marzo.
- Tal Tal (U2 por 120 MW): 2 días en marzo.
- Pangué (U2 por 225 MW): 5 días en marzo.
- Pehuenche (U1 por 275 MW): 10 día en abril.
- Ralco (U1 por 340 MW): 9 días en abril.
- Pehuenche (U2 por 275 MW): 10 día en abril.
- Ralco (U2 por 340 MW): 9 días en abril.
- Alfalfal (U2 por 80 MW): 24 días en mayo y junio.

Tabla 7: Futuras centrales generadoras en el SIC

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

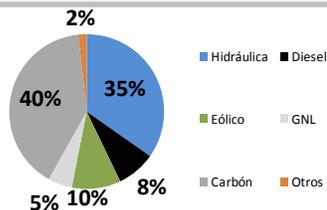
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 8: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)
Hidráulica	6.067	8.398
Diesel	1.419	1.075
Eólico	1.787	3.858
GNL	879	527
Carbón	7.010	12.488
Otros	303	592
<b>TOTAL</b>	<b>17.465</b>	<b>26.938</b>
<b>Aprobado</b>	<b>11.080</b>	<b>17.526</b>
<b>En Calificación</b>	<b>6.385</b>	<b>9.411</b>
<b>TOTAL</b>	<b>17.465</b>	<b>26.938</b>

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 16: 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 17.465 MW (6.385 MW en calificación), con una inversión de 26.938 MMUS\$.

Se destaca en este mes la aprobación del proyecto termoelectrico Castilla de MPX en la III Región por un total de 2.354 MW. Además, el ingreso del Parque Eólico Llay-Llay por un total de 56 MW en la V región.

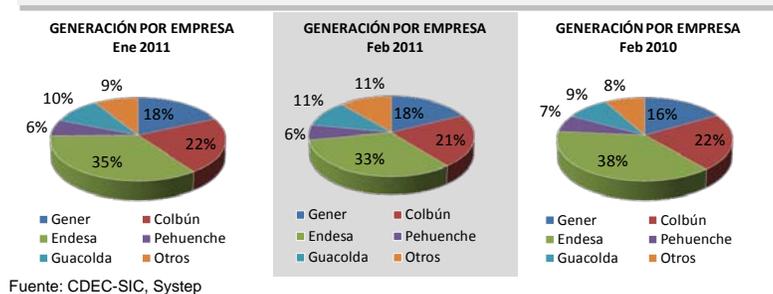
En la Tabla 9 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo V se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

Tabla 9: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoelectrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoelectrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELECTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoelectrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELECTRICO ALTO MAPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	Aprobado	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoelectrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV
Central Termoelectrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoelectrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidrelectrica 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 Termoelectrica Santa Lidia en Charrúa	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 17: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SIC, Syste

## Resumen Empresas

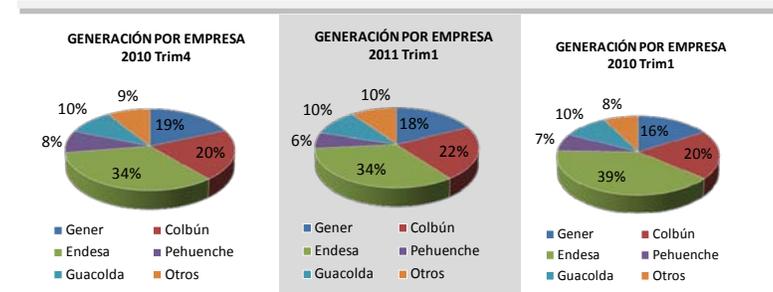
En el mercado eléctrico del SIC existen 5 agentes principales que aportan más del 80% de la producción de energía. Estas empresas son AES Gener, Colbún, Endesa, Pehuenche y Guacolda.

Al mes febrero de 2011, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 33% de la producción total de energía, seguido de Colbún (22%), Gener (18%), Guacolda (11%) y Pehuenche (6%).

En un análisis por empresa se observa que Gener, Colbún, Endesa, Pehuenche y Guacolda disminuyeron su producción en -10,9%, -9,7%, -13,1%, -14,6% y -1,6% respectivamente en relación a enero. La situación anterior se debe a que el mes de febrero presenta 3 días menos que su antecesor.

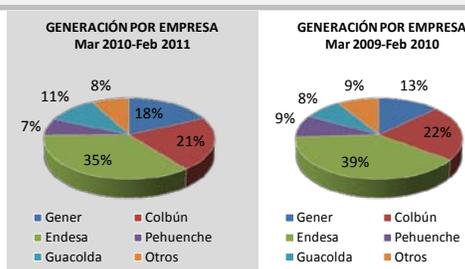
En las Figura 17 a Figura 19 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

Figura 18: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Syste

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



Fuente: CDEC-SIC, Syste

## ENDESA

Analizando por fuente de generación, durante el mes de febrero la producción utilizando centrales de embalse exhibe una disminución de 23,2% respecto al mes de enero, con una baja de 29,7% en relación a febrero de 2010. Dicha situación se produce principalmente por la fuerte sequía que afecta a la zona centro sur del país, sumado al efecto del DS26 que busca administrar los recursos existentes en los principales embalses del país. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presenta una baja de 13,2% respecto a enero, con una caída de 4,6% respecto a febrero de 2010. Respecto a la generación a carbón, se destaca que el nivel de generación de la central Bocamina alcanza niveles de operación similares a lo que ocurría con anterioridad al terremoto de febrero de 2010. Finalmente, el aporte de las centrales a GNL presenta una baja de 2,4% respecto a enero, con un alza del 65,7% respecto a febrero de 2010, motivado principalmente por el fuerte aumento de las centrales San Isidro GNL I y II respecto al mes pasado.

Tabla 10: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Ene 2011	Feb 2011	Feb 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	292	253	265	-13,2%	-4,6%
Embalse	471	362	515	-23,2%	-29,7%
Gas	0	1	6	0,0%	-89,6%
GNL	488	476	287	-2,4%	65,7%
Carbón	90	76	79	-15,5%	-3,6%
Diésel	4	4	67	-18,3%	-94,5%
Eólico	12	8	9	-33,9%	-7,8%
<b>Total</b>	<b>1.358</b>	<b>1.180</b>	<b>1.228</b>		

Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Mar 2010-Feb 2011	Mar 2009-Feb 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.135	3.359	-6,7%
Embalse	6.300	8.250	-23,6%
Gas	83	433	-80,9%
GNL	5.445	1.799	202,8%
Carbón	222	898	-75,3%
Diésel	171	1.558	-89,0%
Eólico	150	73	103,8%
<b>Total</b>	<b>15.505</b>	<b>16.369</b>	

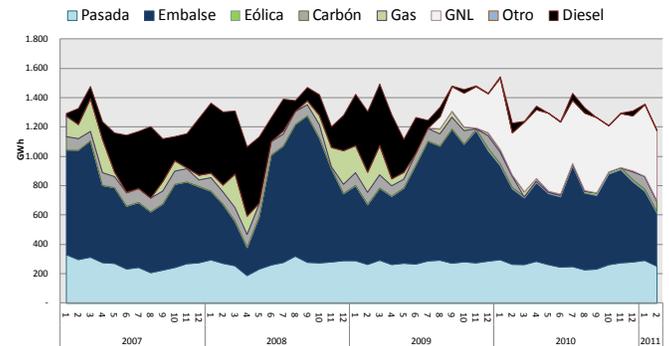
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Tabla 12: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2010 Trim4	2011 Trim1	2010 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	820	545	826	-34,0%	-33,5%
Embalse	1.800	833	1.610	-48,3%	-53,7%
Gas	6	1	56	-98,9%	-89,5%
GNL	1.055	963	1.246	-22,7%	-8,7%
Carbón	56	166	160	3,7%	198,9%
Diésel	40	8	83	-90,2%	-79,7%
Eólico	43	21	30	-31,9%	-52,3%
<b>Total</b>	<b>3.819</b>	<b>2.537</b>	<b>4.013</b>		

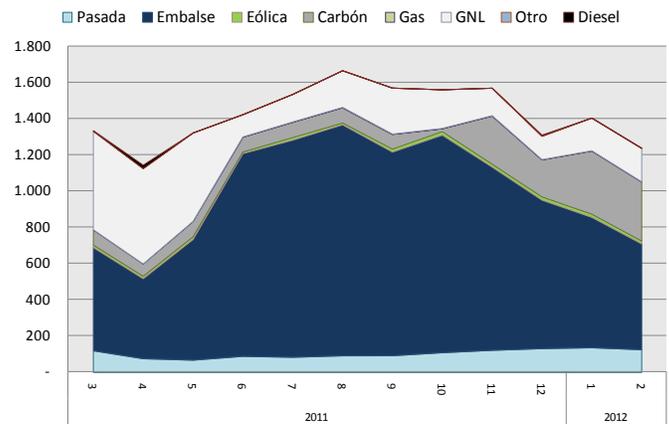
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 20: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 21: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

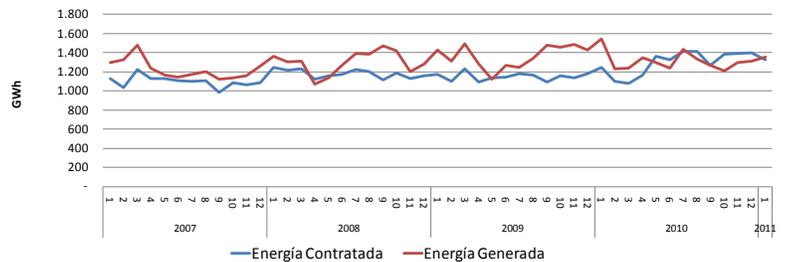
## ENDESA

### Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante enero de 2011 fue de 1.358 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.321 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario

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

Figura 22: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)

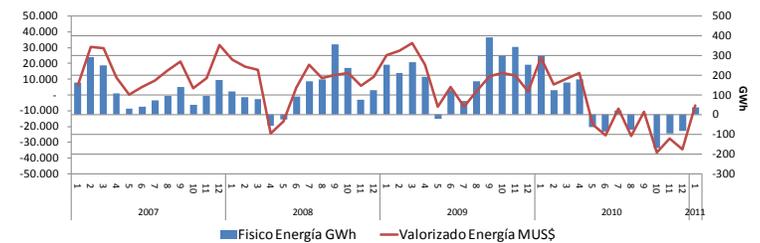


Fuente: CDEC-SIC, System

### Transferencias de Energía

Durante el mes de enero de 2011 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 36,3 GWh, las que son valorizadas en -6,68 MMUS\$. En la Figura 23 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>1</sup>

Figura 23: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, System

<sup>1</sup> 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 febrero la producción utilizando centrales a carbón exhibe una baja de 27,1% respecto al mes de enero, con un aumento de 26,1% en relación a febrero de 2010. Tal situación se produce por el cese de la operación de la central Ventanas II durante todo el mes. La generación en base a centrales de pasada muestra una baja de 11,1% respecto a enero, con una disminución de 16,7% en relación a febrero del año 2010. Por su parte, las centrales diesel presentan un alza de 436,8% respecto al mes recién pasado, dada la producción de las centrales Santa Lidia y Renca que viene a reemplazar a la generación hidráulica no disponible por la sequía y la aplicación del Decreto de Racionamiento.

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

En la Figura 25 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 13: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Ene 2011	Feb 2011	Feb 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	149	132	159	-11,1%	-16,7%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	35	0	1	-100,0%	-100,0%
GNL	172	208	0	21,3%	0,0%
Carbón	341	249	197	-27,1%	26,1%
Diesel	7	38	175	436,8%	-78,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	9	8	8	-15,5%	-3,1%
<b>Total</b>	<b>713</b>	<b>635</b>	<b>540</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN GENER			
	Mar 2010-Feb 2011	Mar 2009-Feb 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.367	1.469	-6,9%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	1.041	24	4232,4%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	4.488	2.633	70,4%
Diesel	1.170	1.201	-2,6%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	97	111	-13,0%
<b>Total</b>	<b>8.162</b>	<b>5.438</b>	

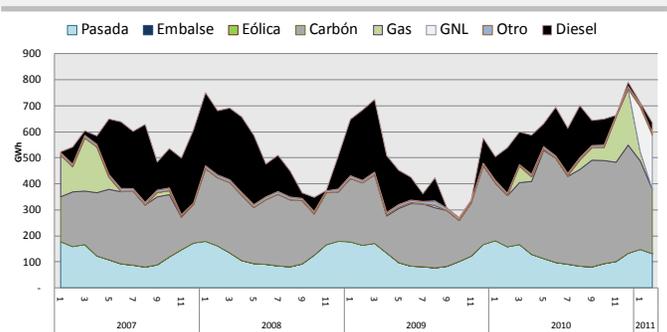
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 15: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2010 Trim4	2011 Trim1	2010 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	331	281	508	-44,7%	-15,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	439	35	65	-45,8%	-92,0%
GNL	0	380	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.196	590	659	-10,4%	-50,7%
Diesel	117	46	391	-88,3%	-61,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	23	17	22	-25,5%	-27,3%
<b>Total</b>	<b>2.105</b>	<b>1.349</b>	<b>1.645</b>		

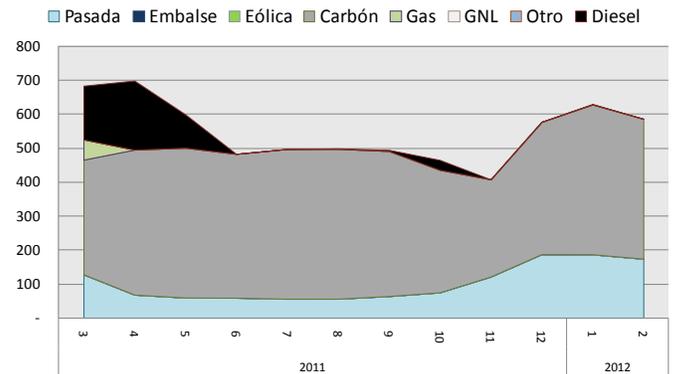
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 24: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 25: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## GENER

### Generación Histórica vs Contratos

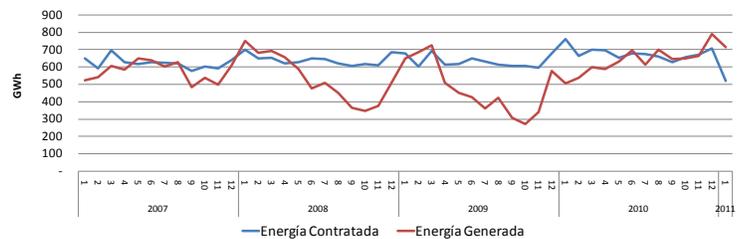
La generación real de energía para Gener durante enero de 2011 fue de 713 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 521 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 26 se ilustra el nivel de contratación estimado para Gener junto a la producción real de energía. El análisis de las transferencias incluye a la filial ESSA.

### Transferencias de Energía

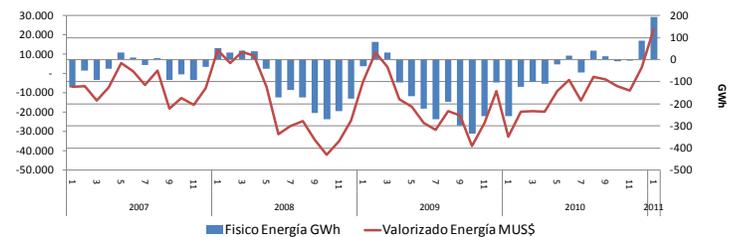
Durante el mes de enero de 2011 las transferencias de energía de Gener ascienden a 192,5 GWh, las que son valorizadas en 22,83 MUS\$. En la Figura 27 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>2</sup>

Figura 26: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 27: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

<sup>2</sup> 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 febrero, la producción de las centrales de embalse exhibe una baja de 29,2% respecto al mes de enero, con una reducción de 15,2% en relación a febrero de 2010. Tal situación se debe por la baja de la producción de las centrales Colbún y Canutillar durante este mes. La generación de centrales diesel presenta un alza de 186,3% respecto a enero, con una disminución de 59,9% respecto a febrero de 2010. Tal situación se debe principalmente al hecho de que las centrales Nehuenco II, Antihue y Los Pinos presentan una importante producción para este mes. Las centrales de pasada, por su parte, presentan un aumento en su aporte de un 23,4% respecto a enero, y una baja de 3,2% respecto a febrero de 2010. Se destaca la generación con GNL durante mes de enero, la cual asciende a 303 GWh, fruto de la producción de las unidades Nehuenco GNL, Nehuenco TG 9B GNL y Candelaria II.

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

Tabla 16: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Ene 2011	Feb 2011	Feb 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	260	199	206	-23,4%	-3,2%
Embalse	238	169	199	-29,2%	-15,2%
Gas	0	5	15	0,0%	-69,0%
GNL	323	303	59	-6,1%	414,5%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	34	97	241	186,3%	-59,9%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>855</b>	<b>772</b>	<b>720</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN COLBUN			
	Mar 2010-Feb 2011	Mar 2009-Feb 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.511	2.959	-15,1%
Embalse	2.549	3.238	-21,3%
Gas	298	180	66,2%
GNL	1.488	59	2424,7%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	2.417	2.799	-13,6%
Eólico	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>9.264</b>	<b>9.234</b>	

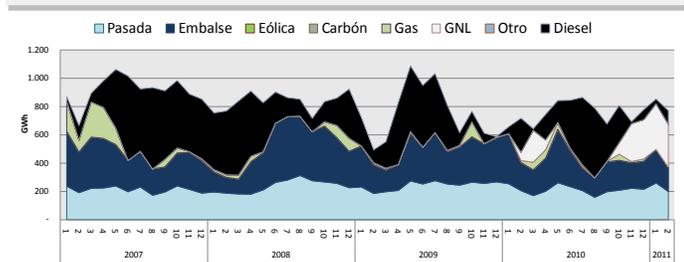
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 18: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2010 Trim4	2011 Trim1	2010 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	647	460	631	-27,2%	-29,0%
Embalse	590	407	735	-44,6%	-31,1%
Gas	72	5	71	-93,7%	-93,7%
GNL	626	626	285	120,1%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	350	130	301	-56,7%	-62,7%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>2.285</b>	<b>1.628</b>	<b>2.023</b>		

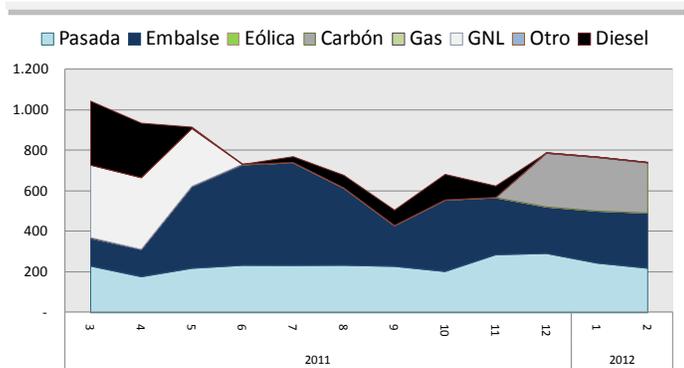
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 28: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 29: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

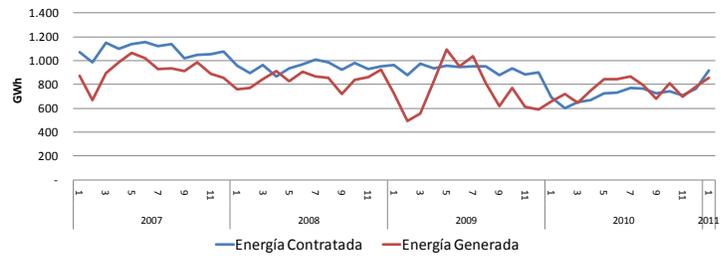
## COLBÚN

### Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante enero de 2011 fue de 855 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 917 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot por su carácter de deficitario.

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

Figura 30: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

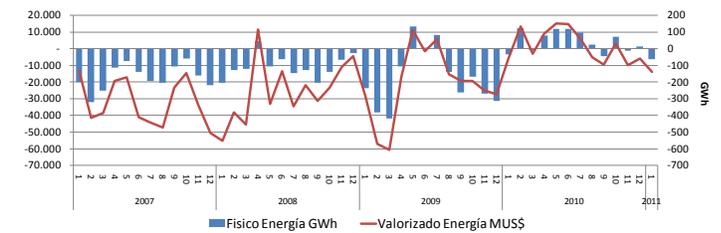


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

### Transferencias de Energía

Durante el mes de enero de 2011, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -61,9 GWh, las que son valorizadas en -13,80 MMUS\$. En la Figura 31 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>3</sup>

Figura 31: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

<sup>3</sup> 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 febrero, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe una baja de 1,6% respecto al mes de enero, con una subida de 34,2% en relación a febrero de 2010.

En la Figura 33 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					
	Ene 2011	Feb 2011	Feb 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	390	383	286	-1,6%	34,2%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>390</b>	<b>383</b>	<b>286</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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

GENERACIÓN GUACOLDA			
	Mar 2010-Feb 2011	Mar 2009-Feb 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	4.513	3.426	31,7%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>4.513</b>	<b>3.426</b>	

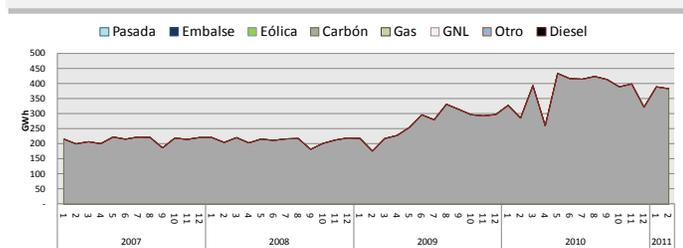
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 21: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA					
	2010 Trim4	2011 Trim1	2010 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.111	773	1.008	-23,3%	-30,4%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>1.111</b>	<b>773</b>	<b>1.008</b>		

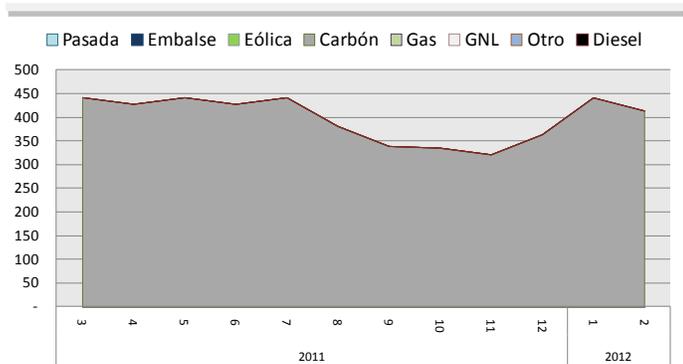
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 32: Generación histórica Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 33: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

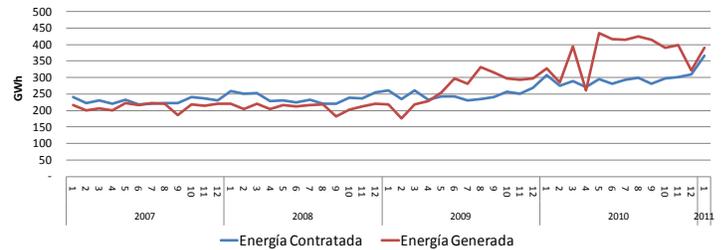
## GUACOLDA

### Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Guacolda durante enero de fue de 390 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 366 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

Figura 34: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)

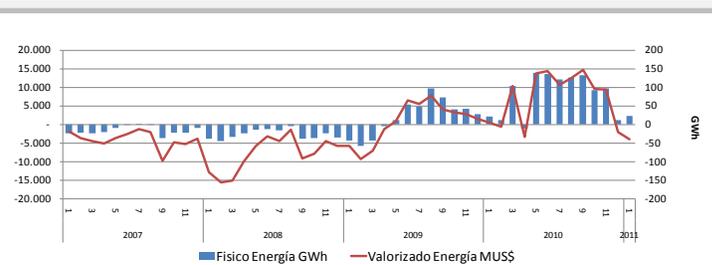


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

### Transferencias de Energía

Durante el mes de enero de 2011, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a 23,7 GWh, las que son valorizadas en -3,98 MMUS\$. En la Figura 36 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>4</sup>

Figura 35: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

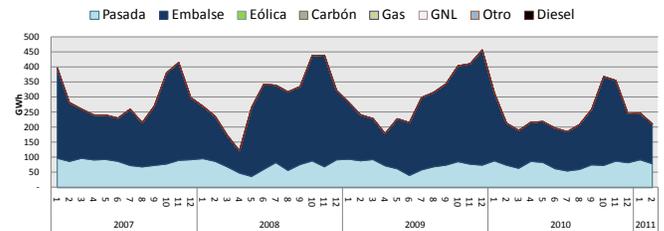
<sup>4</sup> Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

## PEHUENCHE

Durante el mes de febrero, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de 14,9% respecto al mes de enero, con una baja de 5,2% en relación a febrero de 2010. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra una disminución de 14,2% respecto a enero, con un alza de 6,7% en relación a febrero de 2010.

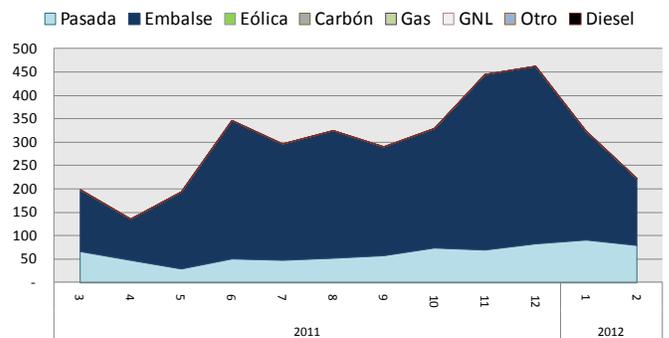
En la Figura 38 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 37: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 38: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 22: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Ene 2011	Feb 2011	Feb 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	92	79	74	-14,2%	6,7%
Embalse	156	133	140	-14,9%	-5,2%
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%
<b>Total</b>	<b>248</b>	<b>212</b>	<b>214</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Mar 2010-Feb 2011	Mar 2009-Feb 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	894	868	2,9%
Embalse	2.051	2.753	-25,5%
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%
<b>Total</b>	<b>2.945</b>	<b>3.621</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 24: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2010 Trim4	2011 Trim1	2010 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	243	171	226	-24,4%	-29,7%
Embalse	728	290	493	-41,3%	-60,2%
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%
<b>Total</b>	<b>971</b>	<b>460</b>	<b>720</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

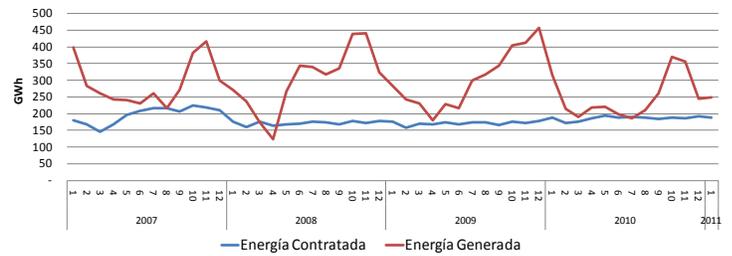
## PEHUENCHE

### Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante enero de 2011 fue de 248 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 188 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

Figura 39: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)

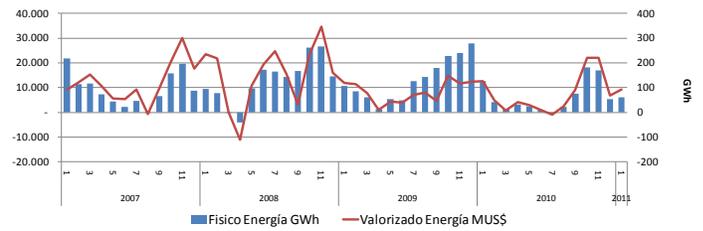


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

### Transferencias de Energía

Durante el mes de enero de 2011 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 60,6 GWh, las que son valorizadas en 9,33 MMUS\$. En la Figura 40 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>5</sup>

Figura 40: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

<sup>5</sup> 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.

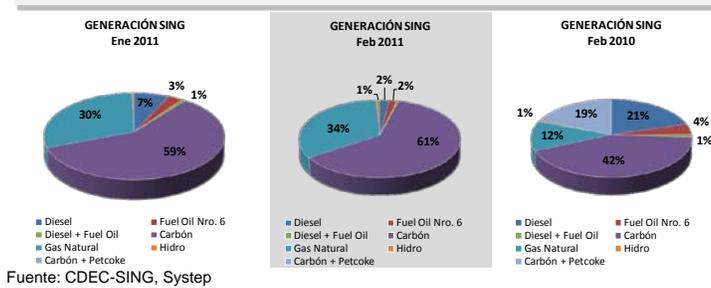
# SING

## 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 febrero de 2011 la generación de energía en el SING disminuyó en un 11,1% respecto a enero, con un aumento de 1,4% respecto a febrero de 2010.

Se observa que la generación diesel disminuyó en un 72,9% con respecto a enero, mientras que la generación a carbón disminuyó en un 6,6%. La generación con gas natural disminuyó en un 1,6% 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 febrero del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 96 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa una disminución de 5,6% respecto al mes anterior.

La operación con diesel se ha mantenido en niveles altos a partir de 2007, situación que ha ido disminuyendo durante el año 2010. Adicionalmente, el reciente aumento de la participación del carbón en la generación permitió una disminución del costo marginal, como se observa en la Figura 42.

Figura 42: Generación histórica SING (GWh)

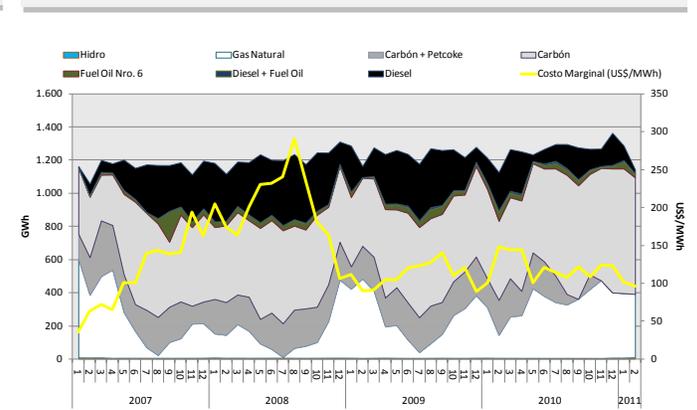


Figura 43: Generación histórica SING (%)

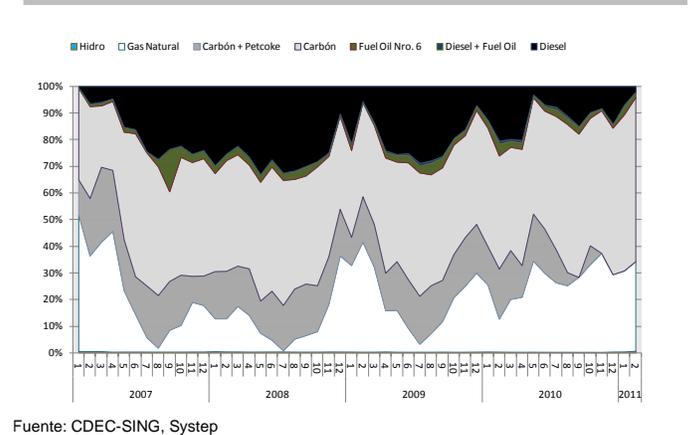
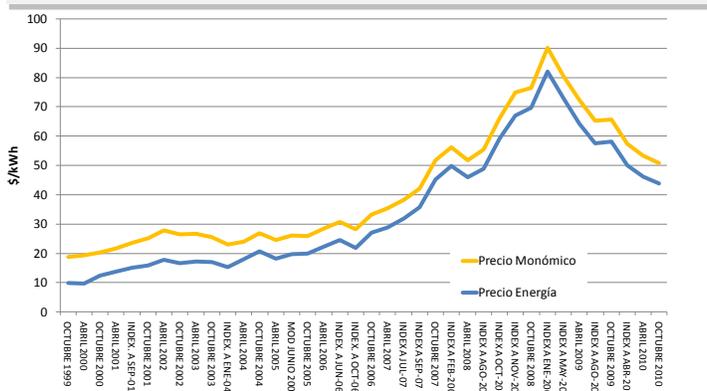
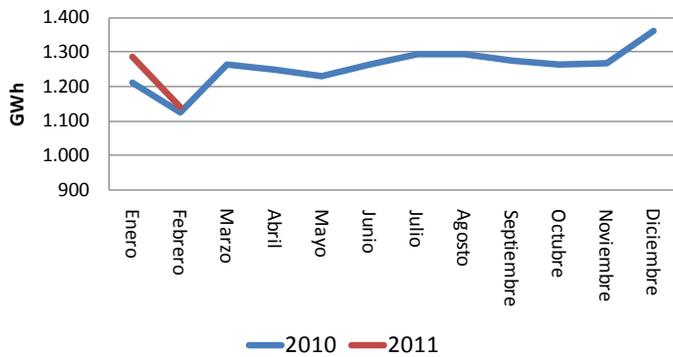


Figura 44: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Syste

Figura 45: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Syste

### Evolución del Precio Nudo de corto plazo

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

Los valores definidos por la autoridad son: 43,894 \$/kWh y 4.373,28 \$/kW/mes para el precio de la energía y el precio de la potencia en la barra Crucero 220, respectivamente, resultando un precio monómico de 50,88 \$/kWh. Este valor representa una disminución de 4,6% respecto a la última fijación del precio de nudo, realizada en el mes de abril de 2010.

### Generación de Energía

En el mes de febrero, la generación real del sistema fue de 1.142 GWh. Esto representa un aumento de 1,4% con respecto al mismo mes del 2010.

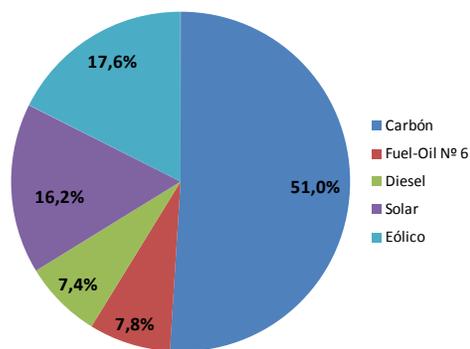
La generación acumulada a febrero del año 2011 es de 2.427 GWh, lo que comparado con los 2.338 GWh acumulados al mismo mes del año 2010, representa un aumento de 3,8%.

Tabla 25: Potencia e inversión centrales en evaluación

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

Fuente: SEIA, Systep

Figura 46: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systep

## Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

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

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

Tabla 26: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Parque Fotovoltaico Atacama Solar	ATACAMA SOLAR S.A.	250	773	02-02-2011	En Calificación	Solar	Base	I
Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	En Calificación	Carbón	Base	I
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	Aprobado	Eólico	Base	II
Complejo Solar FV Pica	Element Power Chile S.A.	90	288,0	09-11-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Central Termoeléctrica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gabý	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoeléctrica Parinacota	Termoeléctrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Planta Fotovoltaica Salar de Huasco	Element Power Chile S.A.	30	96	29-11-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica Lagunas	Element Power Chile S.A.	30	96	22-11-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3 S.A.	16,6	71	21-12-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 1	Pozo Almonte Solar 1 S.A.	9,3	40	21-12-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon Iñaki Segovia De Celaya	9	40	01-03-2010	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CALAMA SOLAR 1 S.A.	9	40	01-09-2009	Aprobado	Solar	Base	II
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spence S.A	9	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza	Compañía Minera Quebrada Blanca	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	7,8	40	21-12-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Systep

## Análisis Precios de Licitación SING

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

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US\$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor 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 febrero de 2011)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Feb-11	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	91,53	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

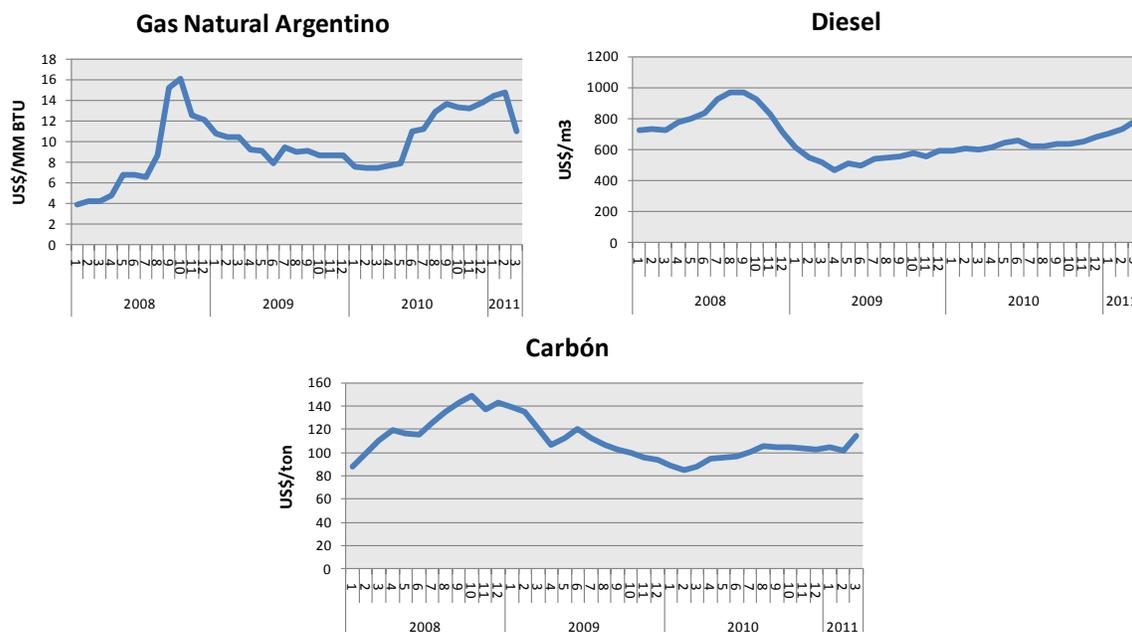


Tabla 28: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

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

Fuente: CDEC-SING, System

## Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

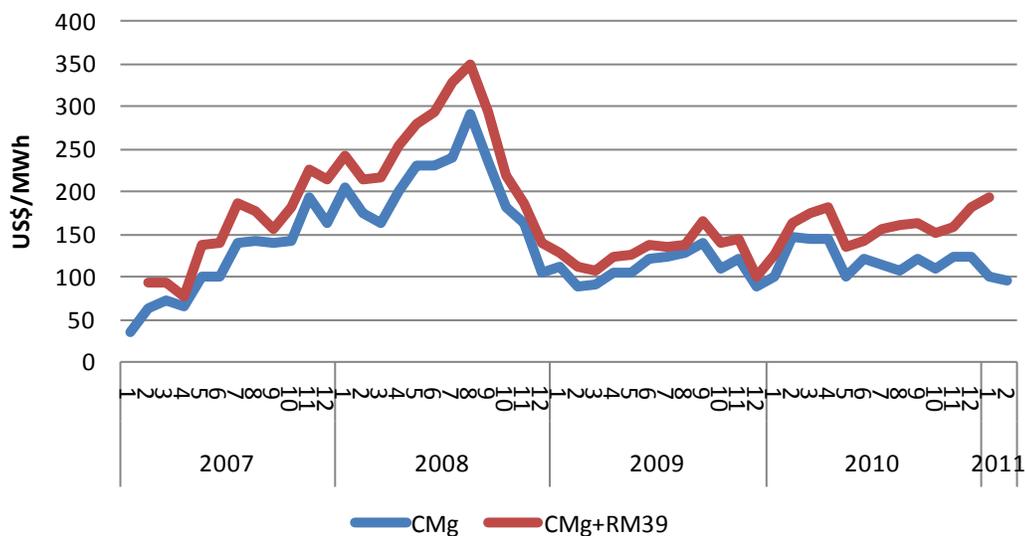
### Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 2008 aumentaron los costos marginales significativamente. Posteriormente, esta tendencia se revirtió debido a la baja en el precio del petróleo diesel, no obstante se mantienen valores altos en comparación con años anteriores a la crisis del gas natural. Para el mes de febrero, el costo marginal fue de 96 US\$/MWh, lo que representa un aumento de 35,2% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 5,6% respecto al mes de enero de 2011.

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

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 enero de 2011, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de enero. 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 enero, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 91,4 US\$/MWh.

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



Fuente: CDEC-SING, System

## Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 01 de marzo de 2011 es de 62,558 \$/kWh, que representa una disminución de 0,37% respecto al Precio Medio Base (62,788 \$/kWh) definido en la fijación de octubre de 2010.

## 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 preliminar de precio nudo del mes de octubre de 2010, junto con actualizaciones del CDEC.

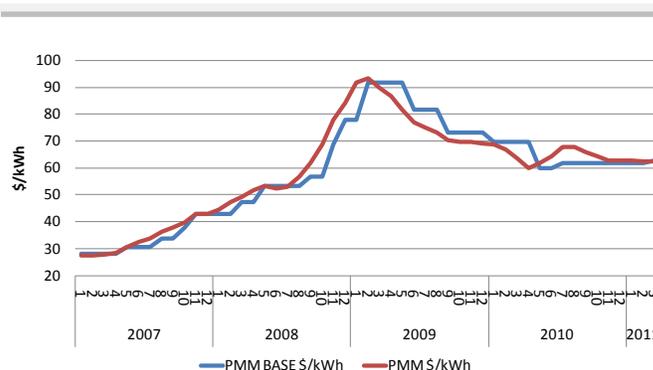
En total se incorporarán 395 MW de potencia entre tres unidades a carbón, las que entrarán en funcionamiento en un horizonte de 2 años. Destaca en los últimos meses la operación en fase de pruebas de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW) y de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), que operan con carbón como combustible.

### Unidades en Mantenimiento

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

- NTO2 (Norgener): 141 MW en abril.
- CTM2 (Mejillones): 175 MW en mayo.
- TG1 (Tocopilla): 25 MW en abril y mayo.
- U10 (Tocopilla): 38 MW en mayo.
- U12 (Tocopilla): 85 MW en marzo y abril.
- TG1A (Atacama): 129 MW en mayo.
- TG2A (Atacama): 130 MW en marzo.

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.	Potencia Neta
<b>Térmicas</b>				
HORNITOS	Suez Energy Andino S.A.	Carbón	Abr-11	165
ANGAMOS II	AES Gener	Carbón	Oct-11	230
<b>TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)</b>				<b>395</b>

Fuente: CNE, CDEC-SING

## Resumen Empresas

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

Al mes de febrero de 2011, el actor más importante del mercado es Electroandina, con un 35% de la producción total de energía, seguido por E-CL y Norgener con un 25%, 19% y 16%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que AES Gener aumentó su producción en un 76,1% en relación a enero de 2011. Por su parte GasAtacama, E-CL, Celta, Norgener y Electroandina vieron para el mismo período disminuida su producción en un 34,6%, 26,2%, 23,9%, 9,7% y 6,9%, 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 enero de 2011. Se observa que el mayor cambio con respecto al mes anterior se da en Celta, Norgener, Electroandina y GasAtacama, en donde las dos primeras cambiaron su condición de deficitaria a excedentaria, mientras que las otras dos cambiaron su condición de excedentaria a deficitaria respecto al mes anterior.

Figura 50: Energía generada por empresa, mensual

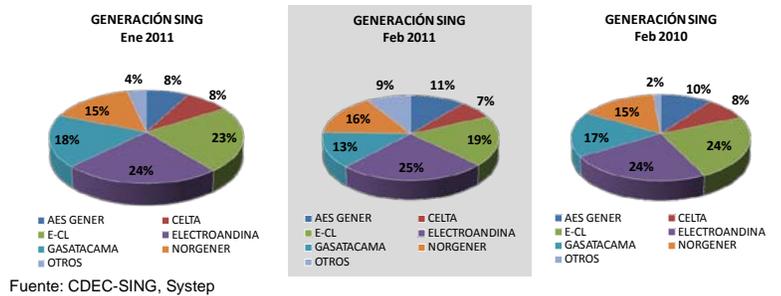
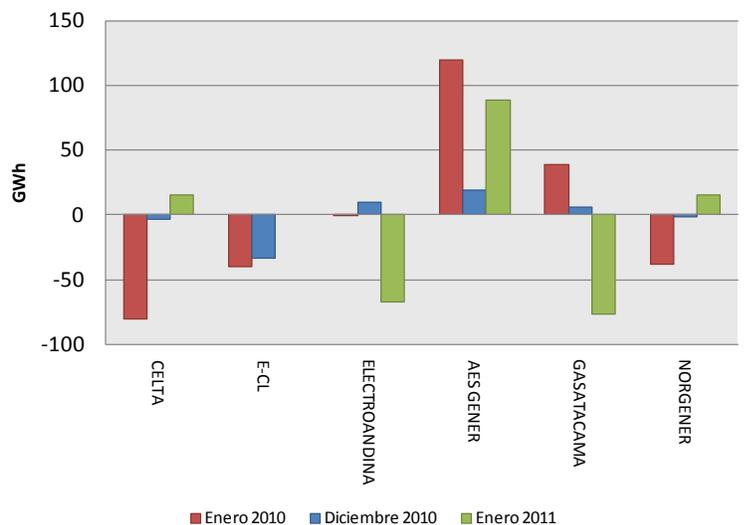


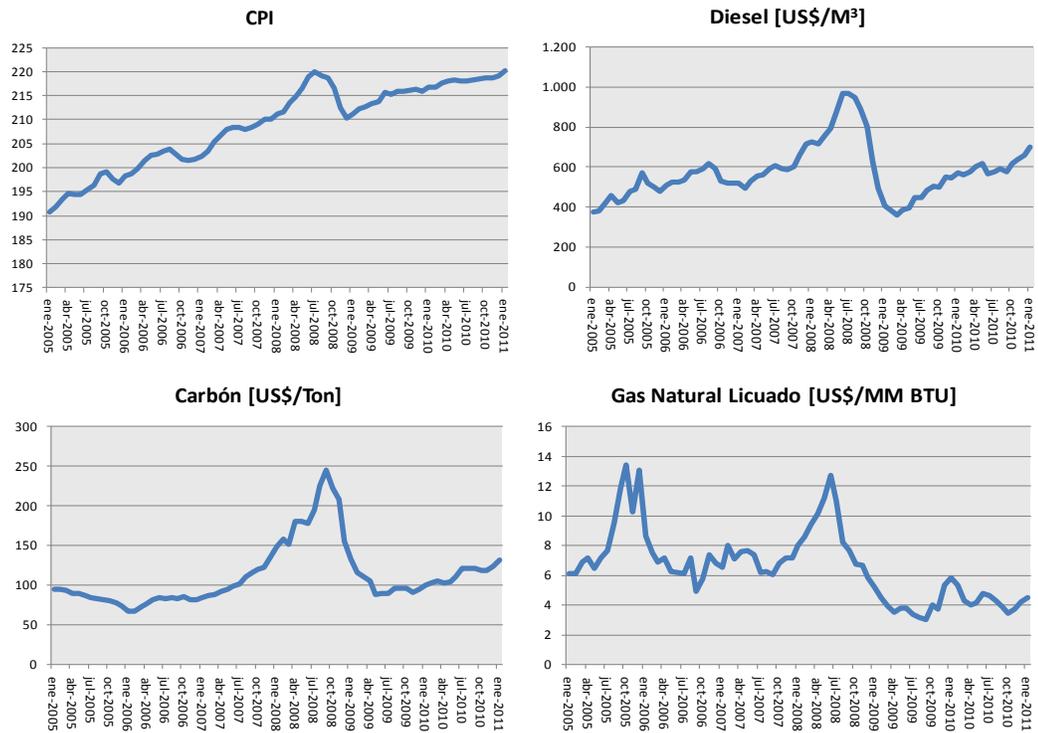
Figura 51: Transferencias de energía por empresa, mensual



## ANEXOS

## Índice Precio de Combustibles

Figura I-I: Índice Precio de Combustibles



Fuente:

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

Henry Hub Spot ([http://www.cne.cl/archivos\\_bajar/indices\\_web\\_cne.zip](http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip))

Petróleo diesel grado B ([http://www.cne.cl/archivos\\_bajar/indices\\_web\\_cne.zip](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](http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip))

Figura II-I: Precios de Indexación a febrero de 2011

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Feb-11 Barra Suministro	Indexado Feb-11 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	85,5	84,8	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	85,1	84,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	85,3	85,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	135,9	135,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	135,9	135,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	135,9	135,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	135,9	135,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	135,9	135,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	135,9	135,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	135,9	135,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	135,9	135,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	135,9	135,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	135,9	135,9	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	114,0	114,0	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	101,5	101,5	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	69,6	68,2	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	135,9	126,9	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	135,9	132,4	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	135,9	132,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	86,4	85,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	135,9	126,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	135,9	126,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	135,9	126,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	135,9	126,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	135,9	126,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	135,9	126,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	135,9	126,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	135,9	126,9	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	82,6	84,9	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	84,1	86,5	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	61,9	60,6	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	61,6	60,3	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	61,2	60,0	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	135,9	126,9	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	135,9	126,9	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	135,9	126,9	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	135,9	126,9	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	135,9	126,9	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	58,9	58,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	66,4	65,6	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	135,9	126,9	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	58,5	58,1	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	58,9	58,4	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	58,6	58,6	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	57,5	57,5	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	135,9	135,9	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	63,7	63,7	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	54,0	55,5	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	55,5	54,3	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	55,5	54,3	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	135,9	126,9	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	135,9	126,9	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	135,9	126,9	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	135,9	126,9	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	135,9	126,9	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	79,3	78,6	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	135,9	126,9	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	135,9	126,9	2010

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio		Fórmula de Indexación						
			US\$/MWh	CPI	Coal	LNG	Diesel	CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,37	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Endesa	170	57,91	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Colbun	700	55,50	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Endesa	1.500	47,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Saesa	Colbun	1.500	53,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Colbun	582	54,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
EMEL	Endesa	877	55,56	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
EMEL	AES Gener	360	58,95	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
EMEL	AES Gener	770	52,49	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
Chilectra	Endesa	1.700	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Endesa	1.500	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Colbun	500	58,60	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	58,26	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	57,85	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	AES Gener	1.800	65,80	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	86,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,60	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,20	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	408	96,02	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	442	96,12	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Campanario	900	104,19	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	100	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	2.000	102,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	Endesa	660	102,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	100	110,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	175	92,80	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	98,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	99,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	100	99,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	99,92	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	200	101,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	102,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMPSA	75	105,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	106,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-

Fuente: Systep

## Análisis por tecnología de generación SIC

### Generación Hidráulica

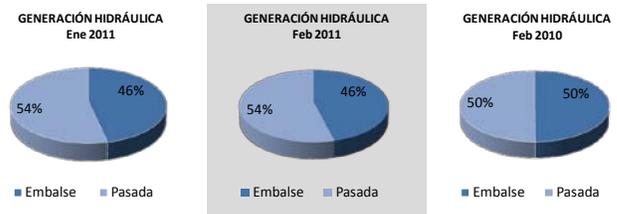
La generación en el SIC en el mes de febrero, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un -15,6% respecto al mismo mes del año anterior, de un -22,6% en comparación al mes recién pasado, y de un -17,3% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -22,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un -23,3% en comparación al mes recién pasado, y de un -23,6% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -9,0% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -21,9% en comparación al mes recién pasado, y de un -8,9% en relación a los últimos 12 meses.

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

GENERACION HIDRÁULICA			
	Ene 2011	Feb 2011	Feb 2010
Embalse	866	664	854
Pasada	998	779	857
<b>Total</b>	<b>1.864</b>	<b>1.443</b>	<b>1.711</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systept

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

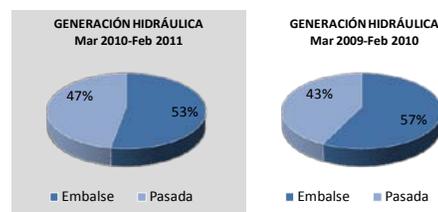
GENERACION HIDRÁULICA			
	2010 Trim4	2011 Trim1	2010 Trim1
Embalse	3.118	1.530	2.839
Pasada	2.647	1.777	2.662
<b>Total</b>	<b>5.765</b>	<b>3.307</b>	<b>5.501</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systept

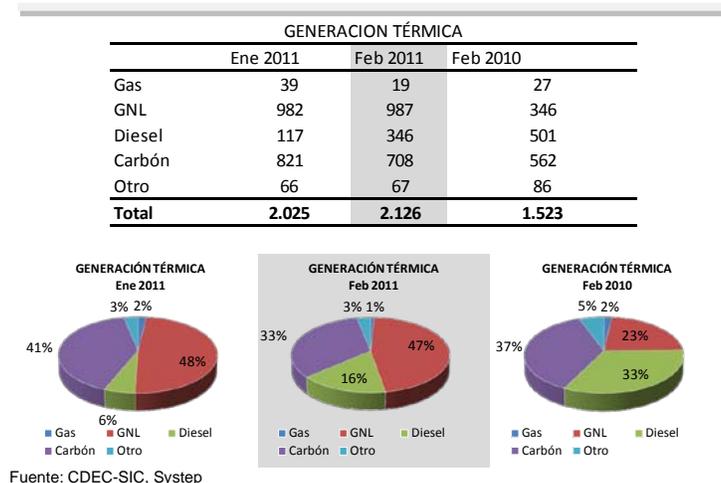
Figura III-III: Análisis Hidro-Generación, últimos 12 meses (GWh)

GENERACION HIDRÁULICA		
	Mar 2010-Feb 2011	Mar 2009-Feb 2010
Embalse	10.874	14.241
Pasada	9.703	10.646
<b>Total</b>	<b>20.577</b>	<b>24.887</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systept

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



### Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de febrero, muestra una variación de un 39,6% respecto al mismo mes del año anterior, de un 5,0% en comparación al mes recién pasado, y de un 35,8% 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 -31,1% respecto al mismo mes del año anterior, de un -52,5% en comparación al mes recién pasado, y de un 65,9% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de 185,3% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un 0,5% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de -31,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 196,5% en comparación al mes recién pasado, y de un -25,2% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 26,0% respecto al mismo mes del año anterior, de un -13,7% en comparación al mes recién pasado, y de un 30,9% 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 -22,9% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 1,1% en comparación al mes recién pasado, y de un -40,6% en relación a los últimos 12 meses.

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

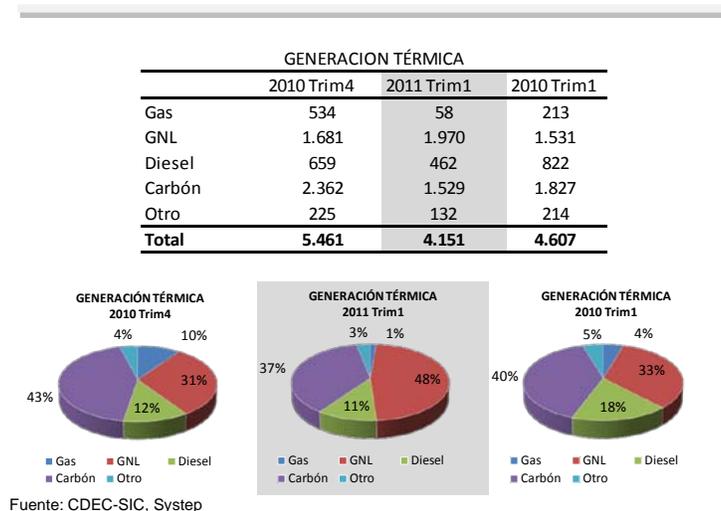
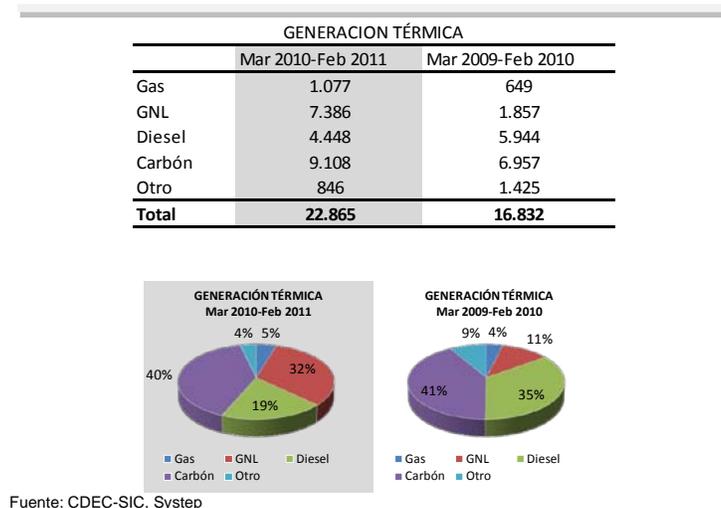


Figura III-VI Análisis Termo-Generación, últimos 12 meses (GWh)



## RM 88

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

EMPRESA	Total Saldo Acumulado Enero- 11 \$
CENELCA	-
PEHUENCHE	8.026.205.757
COLBUN	40.887.907.366
ENDESA	53.904.455.582
SGA	1.773.511.361
PUYEHUE	644.645.872
GUACOLDA	6.458.384.971
GENER	17.208.599.763
ESSA	9.926.876.360
IBENER	1.038.613.617
ARAUCO	3.399.524.641
CAMPANARIO	3.060.940.265
ELEKTRAGEN	736.586.318
NUEVA ENERGIA	244.293.278
SC DEL MAIPO	42.685.702
TECNORED	293.089.194
POTENCIA CHILE	1.155.382.696
PSEG	-
GESAN	7.925.340
PACIFIC HYDRO	58.586.950
LA HIGUERA	472.278.328
HIDROMAULE	123.687.746
ELECTRICA CENIZAS	33.822.310
EPSA	95.455.441
EL MANZANO	13.386.698
LOS ESPINOS	218.720.780
ENLASA	341.384.955
CRISTORO	1.318.158
PETROPOWER	842.898.018
GAS SUR	12.365.779
ORAFI	136.511
PANGUIPULLI	-
HIDROELEC	65.156
NORVIND	-
MONTE REDONDO	-
PACIFICO	9.064.196
<b>TOTAL</b>	<b>151.032.799.111</b>

## Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MM\$US)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Pura Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	II
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HDROELÉCTRICO ALTO MAPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barrancónes	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	Cobón S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
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	II
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Cobón S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	II
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	66	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 Chihú	EcoPower SAC	112	235	04-10-2010	En Calificación	Eólico	Base	X
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	II
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Amayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cauñi S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96	36	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	II
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90	41	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74	150	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Llanquihue	Ener-Renova	74	165	30-11-2010	En Calificación	Eólico	Base	X
DIA Parque Eólico El Pacifico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostale	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo FO 180	Base	II
Proyecto Central Térmica Gendau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69	82	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	II
Parque Eólico Caneta II	Central Eólica Caneta 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	II
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66	123	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	VII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 6	Base	II
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pinaquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Llay-Llay	Servicios Eólicos S.A	56	108	24-02-2011	En Calificación	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pinaquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Piquenes	SW Business S.A.	50	82	22-01-2010	En Calificación	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Colipulli	Nuria Ortega López	48	108	17-06-2010	Aprobado	Eólico	Base	IX
Centrales Hidroeléctricas Río Puelche	HYDROCHILE SA	50	140	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Novind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VINALES	Aseraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Pura Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MOL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA MODIFICACIONES	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chiloé S.A.	36	100	27-10-2010	En Calificación	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trapan	Asociación de Canalistas Canal Trapan	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central de Energía Renovable No Convencional (ERN) Tagua Tagua	Consorcio Energético Nacional S.A.	35	95	18-08-2010	En Calificación	Biomasa	Base	VI
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MM\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Bannick 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	Cobún S.A.	30,0	74	13-04-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	28,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Qujote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihue	Minera Valle Central	25	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo FO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Awas Calientes CHVagosCalientes	HYDROCHILE SA	24	80	15-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Modificación Proyecto Micentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad: Minicentrales El Salto y El Mocho	Hidroenerus 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	K
Micentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA EN NORSKE SKOG BIO BIO	Papeles Norske Skog Bio Bio Limitada	20	60,0	30-11-2010	En Calificación	Biomasa	Base	VIII
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hornos	Besalco Construcciones S.A	20	50,0	09-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoquén	Hidroangoi S.A.	19	45,0	02-06-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	K
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Carilinquén-Malacahuello	Eduardo José Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	K
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Hornopirén	HDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Eléctrica Cenizas	Eléctrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazá	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14	40	02-09-2009	Aprobado	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celulosa SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	K
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Tero"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmer - Correntoso	Hidroaustal S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Providencia	Inversiones Herborn Ltda.	13	30	14-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica Butamatal, Región del Bio-Bio CH Butamatal (e-seia)	RPI Chile Energías Renovables S.A.	11	25	24-10-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	-	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pehuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	K
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VII
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hidroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Micentral Hidroeléctrica Pinquiza	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur	Máinco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco, Parte Nº2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Valerar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPL CH Cayucupul	Hidroeléctrica Cayucupul Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	Aprobado	Eólico	Base	VII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lincay S.A.	6	15	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Cobún S.A.	6	12	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SIC	VII
Central de Pasada Tacura	Marío García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	K
Mini Central Hidroeléctrica El Canelo	José Pedro Fuentes De la Sota	5,5	16,5	21-01-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	K
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hidroaustal S.A.	5,5	15	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Paso La Flor	Empresa Eléctrica La Flor S.A.	5,4	5	07-10-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hidroaustal S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DONGO	HIDROELÉCTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	SouthPacific Corp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VII
Micentral Hidroeléctrica El Marzano	José Pedro Fuentes De la Sota	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	K
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA PALOMA	HDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Central Hidroeléctrica Río Husco	Hidroeléctrica Río Husco S.A.	4,3	9	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	III
Generación de Energía Eléctrica Puerto Purta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº 2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4	10-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Las Mercedes	Casablanca Generación S.A.	3,5	13,5	21-02-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	RM
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao	Hidroenerus S.A.	7,5	3,2	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Micentral Hidroeléctrica El Diabo Mini CHDuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VII

## System Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

*Director*

[hrudnick@system.cl](mailto:hrudnick@system.cl)

Sebastian Mocarquer Grout

*Gerente General*

[smocarquer@system.cl](mailto:smocarquer@system.cl)

Pedro Miquel Durán

*Ingeniero Senior*

[pmiquel@system.cl](mailto:pmiquel@system.cl)

Juan Pablo Diaz Vera

*Ingeniero Senior*

[jdiaz@system.cl](mailto:jdiaz@system.cl)

Oscar Álamos Guzmán

*Ingeniero de Estudios*

[oalamos@system.cl](mailto:oalamos@system.cl)

Pablo Lecaros Vargas

*Ingeniero de Estudios*

[plecaros@system.cl](mailto:plecaros@system.cl)

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

[www.system.cl](http://www.system.cl)

Contacto:

[reporte@system.cl](mailto:reporte@system.cl)

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

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

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

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

