



Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Marzo 2010

Contenido

Artículos de interés especial

Editorial	2
SIC	5
Análisis General	7
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	10
Estado de los Embalses	12
Análisis Precios de los Combustibles	13
Análisis Precios Spot	14
Análisis Precio Medio de Mercado	15
RM 88	15
Análisis Parque Generador	16
Resumen Empresas	18
SING	23
Análisis General	24
Análisis Precio de Licitación	27
Análisis Precios de los Combustibles	27
Análisis Precios Spot	28
Análisis Precio Medio de Mercado	29
Análisis Parque Generador	29
Resumen Empresas	30
ANEXOS	31
Índice Precio de Combustibles	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
Generación del SIC bajo Hidrología Seca	
RM88	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

Caída del Sistema Interconectado Central deja al 90% del país sin luz.

(Fuente: La Tercera, 15/03/10)

Conama aprueba a última hora polémica norma ambiental que afecta a industriales.

(Fuente: Diario Financiero, 11/03/10)

Codelco llama a licitación internacional para construcción y operación de parque eólico.

(Fuente: Codelco, 03/03/10)

Pacific Hydro ingresa hidroeléctrica Nido de Águila.

(Fuente: Diario Financiero, 01/03/10)

Southern Cross hará central térmica de US\$ 1.400 millones. (Fuente: Diario Financiero, 26/02/10)

GNL Mejillones recibe primer barco metanero.

(Fuente: El Mercurio, 25/02/10)

Endesa ingresa proyecto de línea de transmisión de US\$5,7 millones a SEIA.

(Fuente: Estrategia, 24/02/10)

Corema entrega nuevo permiso ambiental para la central Campiche. (Fuente: El Mercurio, 23/02/10)

EIA de proyecto hidroeléctrico Neltume fue admitido a tramitación por autoridad ambiental.

(Fuente: Endesa Chile, 22/02/10)

Concejo rechaza norma para reactivar Campiche.

(Fuente: El Mercurio, 19/02/10)

Futuro ministro Raineri no descarta desarrollo de la energía nuclear en Chile en el próximo gobierno.

(Fuente: Emol.com, 17/02/10)

Chilectra informa baja en la cuenta de energía de febrero por reliquidación de consumo.

(Fuente: Chilectra, 16/02/10)

Gener tendría que rehacer parte de obras de Campiche. (Fuente: Diario Financiero, 16/02/10)

Enap destinará un 11% de sus inversiones a negocio de gas en Magallanes durante 2010.

(Fuente: El Mercurio, 12/02/10)

Ricardo Raineri es el nuevo ministro de energía.

(Fuente: El Mercurio, 10/02/10)

Editorial

Como es de público conocimiento, a las 3:34 de la madrugada del día 27 de febrero de 2010 ocurrió un sismo de gran intensidad en la zona centro-sur del país, el cual produjo considerables daños en la población y en la infraestructura a lo largo de seis regiones. El sismo también afectó de manera inmediata el suministro de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Central, provocando un apagón total desde Taltal hasta la isla de Chiloé. La cronología entre el evento del sismo y la recuperación de la mayor parte del sistema puede observarse en los comunicados entregados por el CDEC-SIC en los días posteriores al sismo, los cuales se resumen a continuación:

Tabla 1: Comunicados CDEC-SIC por apagón total

Comunicado	Fecha / Hora	Contenido
1	27-02 / 14:00	A las 3:34 hrs ocurrió un sismo de gran intensidad que provocó un apagón total desde Taltal a la isla de Chiloé, con pérdida estimada de 4.522 MW. Aplicación de planes de recuperación de servicio.
2	27-02 / 19:10	Disponibilidad de generación. Operación en dos islas eléctricas entre Taltal y Curicó y entre Villarrica y la Isla de Chiloé. No hay suministro entre Itahue y Temuco. Abastecimiento alcanza un 30% del consumo de un día normal.
3	28-02 / 14:00	Operación en dos islas eléctricas entre Taltal y Linares y entre Chillán y Chiloé. Subestaciones Concepción y San Vicente energizadas desde Charrúa. Abastecimiento alcanza un 43% del consumo de un día normal.
4	01-03 / 16:00	Se continúa operando en las islas eléctricas del comunicado anterior. Abastecimiento alcanza un 55% del consumo de un día normal.
5	02-03 / 18:00	Interconexión entre subestaciones Ancoa y Charrúa en 500 kV, recuperando la continuidad entre Taltal y Chiloé. Abastecimiento alcanza un 64% del consumo de un día normal.
6	03-03 / 19:00	Abastecimiento alcanza un 72% del consumo de un día normal.

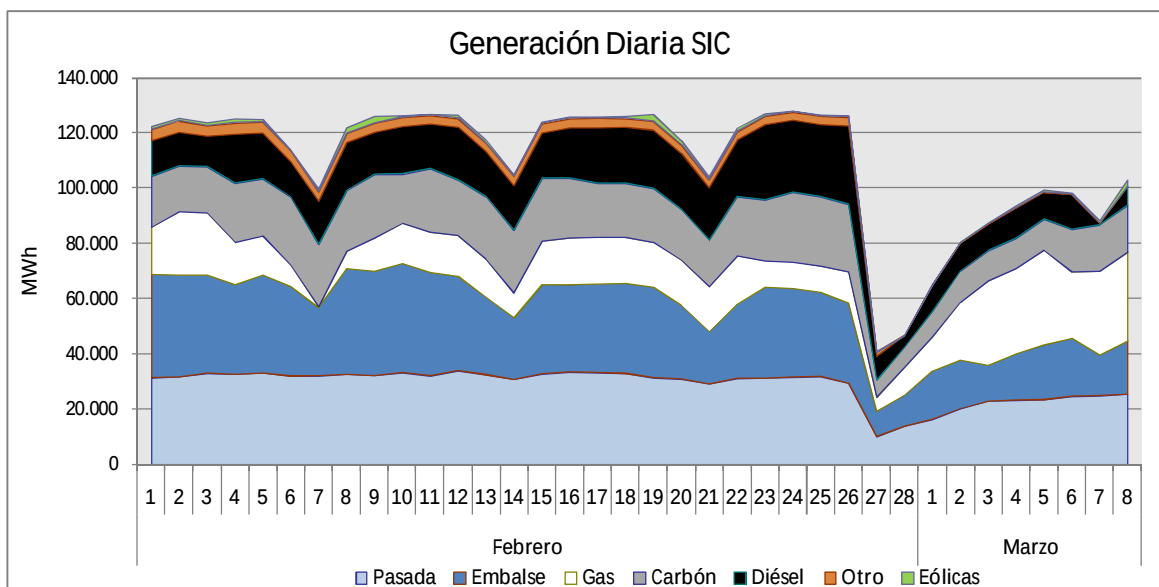
De los comunicados puede observarse la rápida recuperación del sistema a nivel de generación y transmisión, principalmente por los planes de contingencia predefinidos de las empresas y del CDEC para este tipo de situaciones, los cuales son diseñados en el Plan de Recuperación de Servicio (PRS) que especifica la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS). En dicho plan se determinan las responsabilidades de cada uno de los actores que participan en los segmentos de generación y transmisión, así como también se definen las jerarquías de cada uno de los Centros de Control, partiendo por el CDEC. Además, este plan incluye los procedimientos necesarios para una correcta recuperación del servicio, sin comprometer la seguridad de las personas y los equipos.

Otro concepto incluido en los comunicados es la operación en islas eléctricas¹, condición que implica que el sistema se desacopla físicamente operando en forma segmentada, según lo requiera la contingencia. La recuperación del servicio mediante islas eléctricas debe estar incluida en el PRS, permitiendo recuperar en forma rápida el suministro en aquellas zonas que disponen de capacidad de generación local para suplir total o parcialmente los consumos de la zona y que se encuentren determinadas por el CDEC. Finalmente, la operación normal retorna al sistema cuando se interconectan todas las islas eléctricas.

¹ De acuerdo a la NTSyCS, una isla eléctrica corresponde a una "sección conformada por aquellas instalaciones del SI cuyo suministro puede quedar aislado del conjunto ante la ocurrencia de una Contingencia Severa de la cual existan antecedentes en la programación de la operación".

La caída abrupta de la demanda, debida a los daños producidos por el sismo, afectó la generación de febrero y los costos marginales del sistema dado el aumento en la utilización de diesel para generar. Esto último en virtud de la interrupción producida en las líneas de transmisión que inyectan a la zona central los excedentes de generación de las centrales hidráulicas del sur del país, gatillando la operación de las centrales diesel de respaldo en el norte del SIC para abastecer los consumos ubicados entre las regiones III y VII. La evolución diaria de la generación puede observarse en la Figura 1 en la que se aprecia la abrupta caída el día del terremoto y la recuperación gradual de la generación, con una mayor participación de gas natural dado el aumento de los envíos desde Argentina como apoyo a la recuperación del suministro eléctrico y al aumento de la generación con GNL a través del terminal de Quintero.

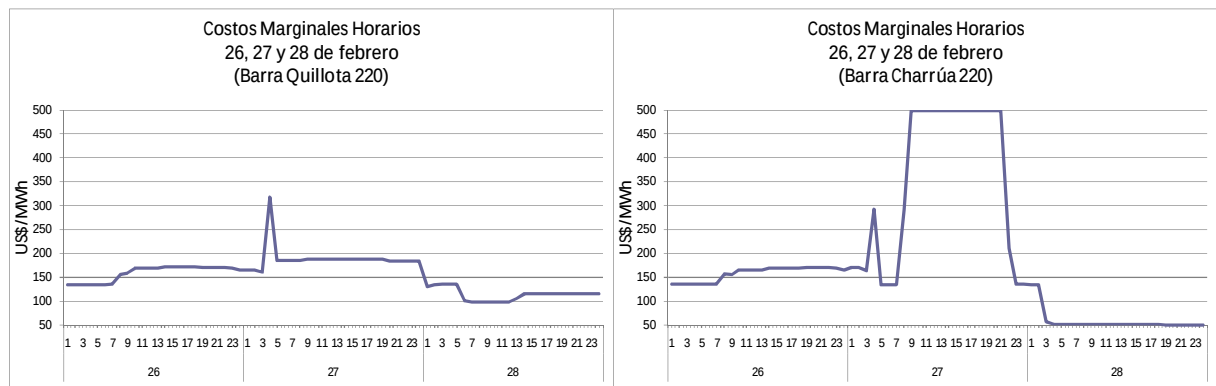
Figura 1: Generación diaria en el SIC



La caída de la demanda significó que la generación del mes de febrero tuviera una variación nula en relación al mismo mes de 2009 (3.253 GWh), y una disminución de 11,2% con respecto a enero de este año (3.662 GWh). En comparación, la proyección del CDEC-SIC para el mes de febrero (3.355 GWh) consideraba un aumento de 3,2% con respecto a febrero de 2009.

En relación a los costos marginales, la caída del sistema afectó al alza dichos costos debido a la operación de centrales de costos de operación mayores en el proceso de recuperación del suministro, al desacoplamiento del sistema y a la aplicación del costo de falla ante la falta de disponibilidad de energía eléctrica para abastecer todo el consumo en las horas posteriores al sismo. En la Figura 2, se muestra la evolución de los costos marginales en las barras Quillota 220 y Charrúa 220, las cuales operaron en forma aislada las primeras horas posteriores al sismo, como se observa al comparar los costos marginales entre ambas. Inmediatamente después del sismo se produjo un alza en los costos marginales (hasta 317,6 US\$/MWh en Quillota y 292,3 US\$/MWh en Charrúa). En las horas siguientes, en el caso de Quillota 220 se mantuvieron los costos marginales en valores ligeramente superiores a los valores anteriores al sismo, para posteriormente comenzar a disminuir el día 28 a medida que se recuperaba la inyección de centrales de ciclo combinado y centrales hidráulicas. En el caso de Charrúa 220 ocurrió una situación diferente, ya que se activó el costo de falla (499,12 US\$/MWh) por la imposibilidad de abastecer el consumo dependiente de esa barra. Posteriormente, los costos marginales de Charrúa 220 disminuyeron a partir del día 28 al lograrse la interconexión con la isla eléctrica al sur del sistema, recibiendo la inyección de las centrales hidráulicas de la zona.

Figura 2: Costos Marginales en islas eléctricas



Además de la demanda, el sismo produjo consecuencias en las instalaciones de varias empresas del sector eléctrico, algunas de las cuales aún se encuentran fuera de servicio mientras se evalúan los daños. De acuerdo a lo informado por las empresas a la Superintendencia de Valores y Seguros, se tiene que Colbún sólo presenta problemas en la conexión de la central hidroeléctrica Chiburgo (20 MW) a la Subestación Colbún, la cual debiera solucionarse en el corto plazo. Adicionalmente, las centrales en construcción paralizaron sus faenas temporalmente, hasta poder asegurar la seguridad de los trabajadores. En el caso de Endesa, los impactos son menores, a excepción de la central a carbón Bocamina 1 (128 MW), la cual se encuentra ubicada en Coronel, que sufrió daños en su infraestructura que requerirán no menos de 60 días para su reparación. No obstante lo anterior, esta central representa sólo el 2,5% de la capacidad instalada de Endesa en el país, a lo que se suma la existencia de seguros involucrados que cubren los daños materiales y las interrupciones del negocio, por lo que la operación comercial de la empresa no debería verse mayormente afectada. Finalmente, el caso de AES Gener presenta más complicaciones, ya que el 17% de la capacidad instalada de la empresa, equivalente a 545 MW, se encuentra indisponible mientras se realiza la evaluación de los daños. Dicha capacidad corresponde a las centrales a carbón Ventanas 1 (118 MW) y Nueva Ventanas (272 MW), la central hidroeléctrica de pasada Maitenes (31 MW), la central diesel Renca (100 MW) y las centrales de biomasa Constitución y Laja (24 MW en conjunto). Además, se paralizaron las construcciones de nuevas centrales por un total de 950 MW, mientras se realizan labores de inspección. Por lo tanto, se tiene que a raíz del sismo hubo una caída en la potencia instalada de 693 MW, que representan sólo el 6,1% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Central² (11.311 MW).

En el caso de la transmisión troncal, no hubo daños importantes, lo que permitió que en menos de 48 horas se pusieran en servicio las instalaciones necesarias para abastecer a todas las ciudades del país, proceso que comenzó con la energización de la barra Diego de Almagro 220 kV y Alto Jahuel 220 kV a menos de una hora del sismo, y que culminó con el restablecimiento del sistema de 154 kV que suministra a las zonas Talca y Linares, alrededor de las 14 horas del día 28. No obstante, el sistema siguió operando en dos islas eléctricas hasta que se logró la interconexión total del SIC el día 2 de marzo mediante la energización de la línea de 500 kV entre las subestaciones Ancoa (Región del Maule) y Charrúa (Región del Biobío). No obstante la recuperación del suministro, el sistema troncal está operando desde entonces sin los niveles de seguridad anteriores al sismo del 27 de febrero, dejándolo vulnerable ante nuevas fallas. Lo anterior se vio reflejado en el apagón total producido el día domingo 14 de marzo, a consecuencia de una falla originada en un transformador de 500 kV de la subestación Charrúa, existiendo la posibilidad que el transformador y/o sus equipos asociados hayan sufrido algún daño por el sismo de febrero. Si bien esta falla fue rápidamente solucionada, no se puede descartar que durante los próximos meses ocurran nuevos cortes totales o parciales hasta recuperar los niveles de seguridad previos al sismo.

² Capacidad instalada en el SIC: 11.311 MW al 30 de diciembre de 2009, de acuerdo al CDEC-SIC.

Por otra parte, en el sector distribución ocurrieron los mayores problemas y la mayor dificultad y lentitud en recuperar el suministro, dada la destrucción producida en los postes y cables de las zonas más afectadas por el sismo y maremoto. La necesidad de cautelar la seguridad de las personas y equipos en la reenergización de redes ha hecho más complejo el proceso. El caso más crítico corresponde a CGE Distribución, empresa que abastece a clientes en las regiones V, VI, VII, VIII y Metropolitana. Dada la magnitud del evento, a la fecha aún no puede determinarse la magnitud de los daños, sin perjuicio de lo cual ya se encuentra con suministro sobre el 97% de sus clientes. En el caso de Chilectra, que abastece la mayor parte de la Región Metropolitana, y Chilquinta, que abastece a clientes en la V Región, no se produjeron daños importantes en la infraestructura, pudiendo recuperar una parte importante del suministro en las 48 horas siguientes al sismo.

Con respecto a las interrupciones del suministro a los clientes finales, cabe destacar que la legislación en Chile considera el pago de compensaciones a los clientes según la causa del evento que produjo la interrupción. Dichas causas pueden catalogarse como internas (responsabilidad de las empresas distribuidoras), externas (debidas a interrupciones en la transmisión y generación) o de Fuerza Mayor o Caso Fortuito (eventos catastróficos, actos vandálicos, accidentes o racionamiento). En el caso de estas últimas, dada la naturaleza del evento, las interrupciones de este tipo no son consideradas en el cálculo de las compensaciones a los clientes finales. Los movimientos telúricos están clasificados como eventos de Fuerza Mayor, por lo cual las empresas distribuidoras no tienen obligación de pagar compensaciones a sus usuarios por las interrupciones producidas. De esta forma, las empresas sólo estarían obligadas a no cobrar en la factura por los servicios no prestados durante el tiempo que duró la interrupción.

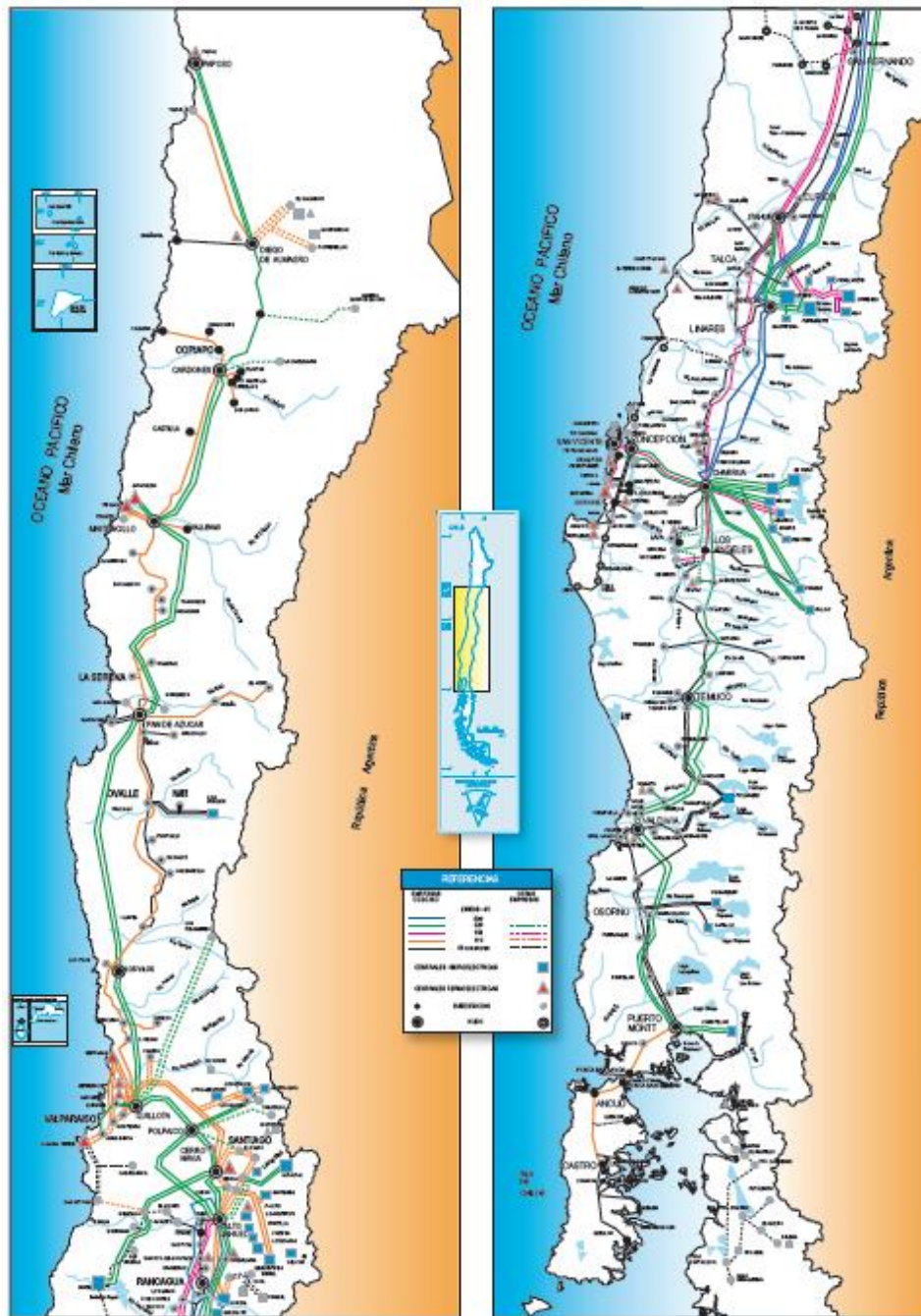
Sin perjuicio de lo anterior, las empresas eléctricas, en su calidad de empresas de servicio público, han trabajado para reponer el servicio en el menor tiempo posible. Como ejemplo, Chilquinta repuso el 88% de los suministros al 3 de marzo; por su parte, a la misma fecha CGE Distribución tenía abastecidos un 66% de los clientes en Talca, un 40% Constitución, un 85% Chillán, un 40% de Concepción y un 40% de Talcahuano; en el caso de Chilectra, al 3 de marzo abastecía un 93% de clientes en la Región Metropolitana.

Finalmente, el sismo también causó daños en varias industrias de la zona, las cuales tardarán en volver a estar operativas a plena capacidad. Lo anterior, junto a los daños en las redes de distribución, podría provocar que la demanda eléctrica en la zona tenga un crecimiento nulo o negativo en los próximos meses, lo cual impacta directamente en las empresas generadoras con las cuales existen contratos. En el caso de Colbún, de acuerdo a los procesos de licitación, tiene contratos con CGE Distribución por 2.200 GWh anuales a partir de 2010. Además, posee contratos³ con las empresas Cartulinas CMPC S.A., ubicada en el Maule, y la empresa Papeles Norske Skog Bío Bío Ltda., ubicada en Concepción. Respecto a Endesa, la empresa posee contratos de suministro con CGE Distribución por un total de 3.645 GWh anuales a partir de 2010, además de mantener contratos con clientes libres tales como ENAP y Compañía Siderúrgica de Huachipato S.A. Por último, en el caso de AES Gener no hay contratos relevantes con clientes libres en la zona, mientras que en relación a clientes regulados, sólo tiene contratos de suministro con Chilectra y Chilquinta. La recuperación del suministro eléctrico a la industria en la zona de Concepción fue lenta por las mismas razones indicadas anteriormente.

³ Memoria 2008.

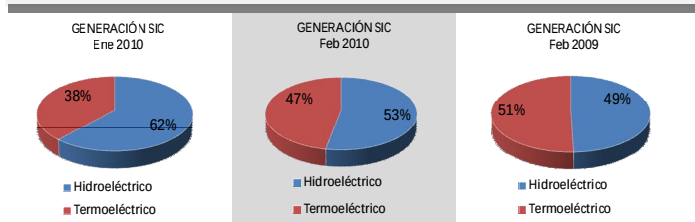
SIC

Sistema Interconectado Central



Fuente: CDEC-SIC

Figura 3: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Análisis de Generación del SIC

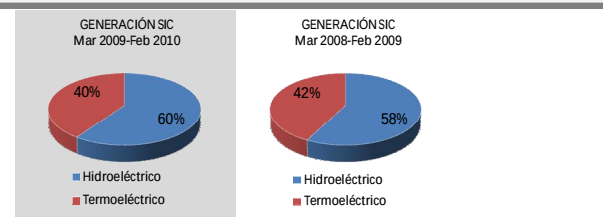
En términos generales, durante el mes de febrero de 2010 la generación de energía en el SIC disminuyó en un 11,2% respecto a enero, sin presentar variaciones respecto a febrero de 2009.

La generación hidroeléctrica cayó en un 23,6% respecto de enero, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 9%. De esta forma, un 52,6% de la energía consumida en el SIC en el mes de febrero de 2010 fue abastecida por centrales hidroeléctricas. Cabe destacar que con el comienzo de las operaciones de la central eólica Totoral, en la IV región, son cinco las centrales de este tipo presentes en el SIC, totalizando en el mes de febrero 20 GWh de energía generada, lo que equivale al 0,6% de la energía total del sistema.

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de febrero el aporte de las centrales de embalse al sistema se redujo en un 30% respecto a enero. Por su parte, las centrales de pasada disminuyeron su aporte en un 15,8% en relación al mismo mes. La generación térmica utilizando diesel aumentó en un 227,3%, la generación a carbón disminuyó en un 11,1%, mientras que la generación a gas cayó en un 26,3% respecto al mes anterior.

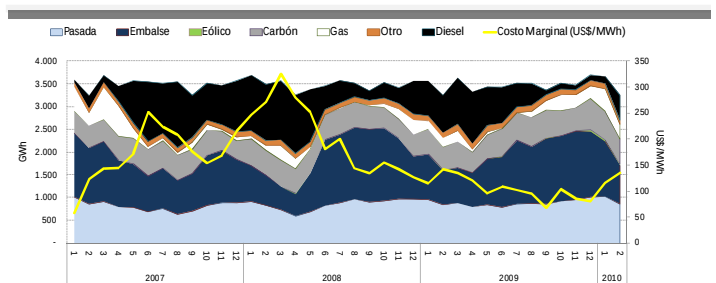
En la Figura 5 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Los costos marginales del SIC durante el mes de febrero llegaron a un valor promedio de 135 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 142 US\$/MWh de febrero de 2009 representa una baja de un 4,96%.

Figura 4: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



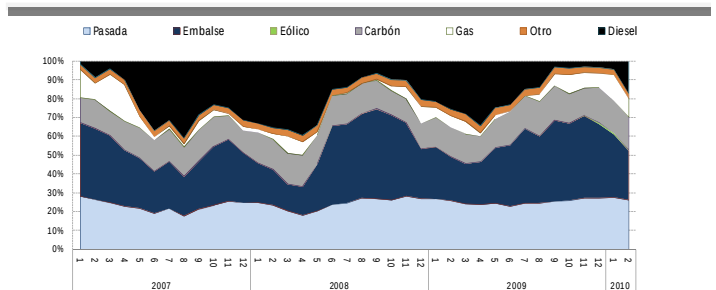
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 5: Generación histórica SIC



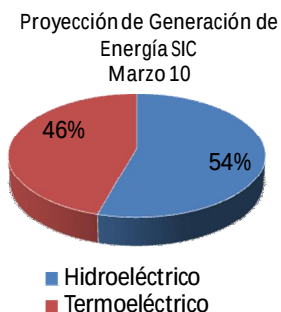
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 6: Generación histórica SIC (%)



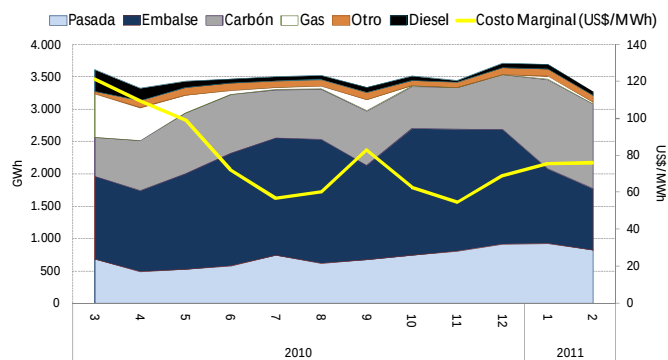
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 7: Proyección de Generación de Energía marzo 2010 SIC



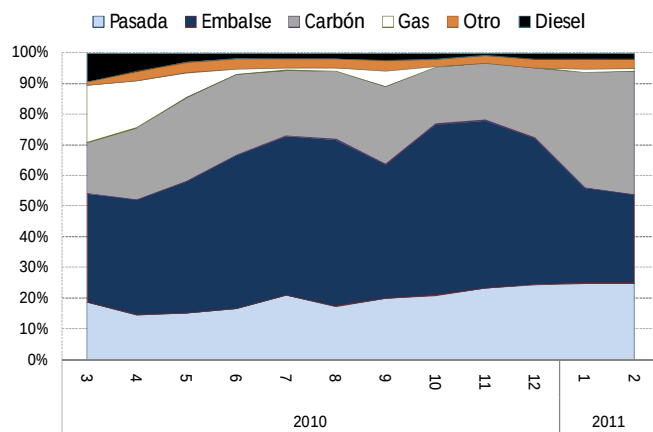
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 8: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 9: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de marzo de 2010, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 54% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

La Figura 8 y Figura 9 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal. En el Anexo IV se presentan las condiciones esperadas ante un escenario de hidrología seca.

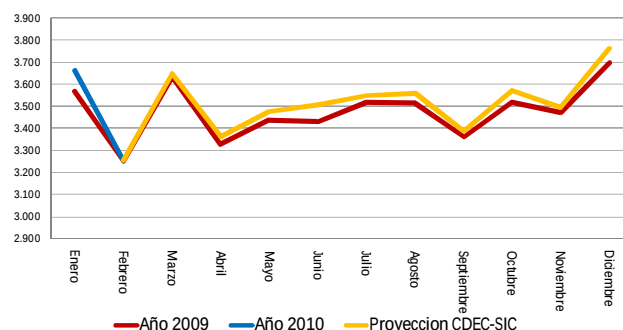
De acuerdo a la proyección del CDEC, se espera el ingreso de la central Guacolda IV para el mes de abril, de la central a carbón Bocamina II de Endesa, a partir de diciembre de este año, mientras que se espera que el comienzo de la operación de la central Santa María de Colbún para enero de 2011.

Generación de Energía

Para el mes de febrero de 2010, la generación de energía no experimentó variación respecto del mismo mes de 2009, con una disminución de un 11,2% respecto al mes anterior.

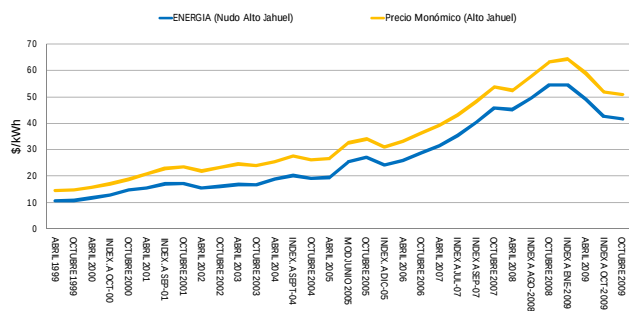
Respecto a las expectativas para el año 2010, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 42.232 GWh, lo que comparado con los 41.736 GWh del año 2009 se presenta como un crecimiento anual de un 1,19%.

Figura 10: Generación histórica de energía (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 11: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Precio de Nudo de Corto Plazo

El día lunes 4 de enero de 2010 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 2009, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2009.

Los valores definidos por la autoridad son: 41,733 \$/kWh y 4.583,83 \$/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 50,09 \$/kWh. Este valor representa una baja de 2% respecto a la última indexación del precio de nudo de abril de 2009, realizada en el mes de octubre.

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 49,146 US\$/MWh.

Precio de Nudo de Largo Plazo

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 respectivo contrato, con un máximo de 15 años.

En particular, el artículo 157º 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.

Por su parte, el artículo 158º indica que los precios promedio que de 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 dictación de la Ley 20.018 seguirán siendo regidos, hasta el momento de su expiración, por los precios fijados semestralmente por la autoridad (precio de nudo de corto plazo). De esta forma, existirá implícitamente un periodo de transición en el cálculo del precio de energía y potencia para clientes regulados.

La Tabla 2 muestra los precios resultantes por empresa generadora para los tres períodos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009, en los cuales los generadores ofrecen suministro a un precio fijo y que se actualiza mediante la aplicación de indexadores (Ver Anexo II).

Tabla 2: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a feb. 2010)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	75,4	5.419
Campanario	87,0	1.750
Colbún	67,4	6.782
Endesa	61,0	12.825
Guacolda	66,4	900
EMELDA	80,5	200
EPSA	80,5	75
Monte Redondo	80,5	275
Precio Medio de Licitación		67,49

* Precios referidos a Quillota 220

Precio de Nudo de Largo Plazo

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

De esta forma, y 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.

A través de esta metodología se calculan los reajustes de manera que ningún precio promedio por distribuidora referido a un nodo común sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema. Para el cálculo de los reajustes se tomó Quillota 220 como nodo de referencia. La Tabla 3 muestra los precios medios de licitación resultante de los contratos y los precios medios reajustados de manera de cumplir el criterio del 5%. Estos últimos son los que finalmente las distribuidoras deberán cobrarán a sus clientes.

Tabla 3: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios reajustados feb. 2010)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Precio Medio Reajustado US\$/MWh
Chilectra	61,65	64,32
Chilquinta	83,66	74,44
EMEL	68,98	71,64
CGE	79,58	78,82
SAESA	66,37	69,03

*Precios en Barra de Suministro

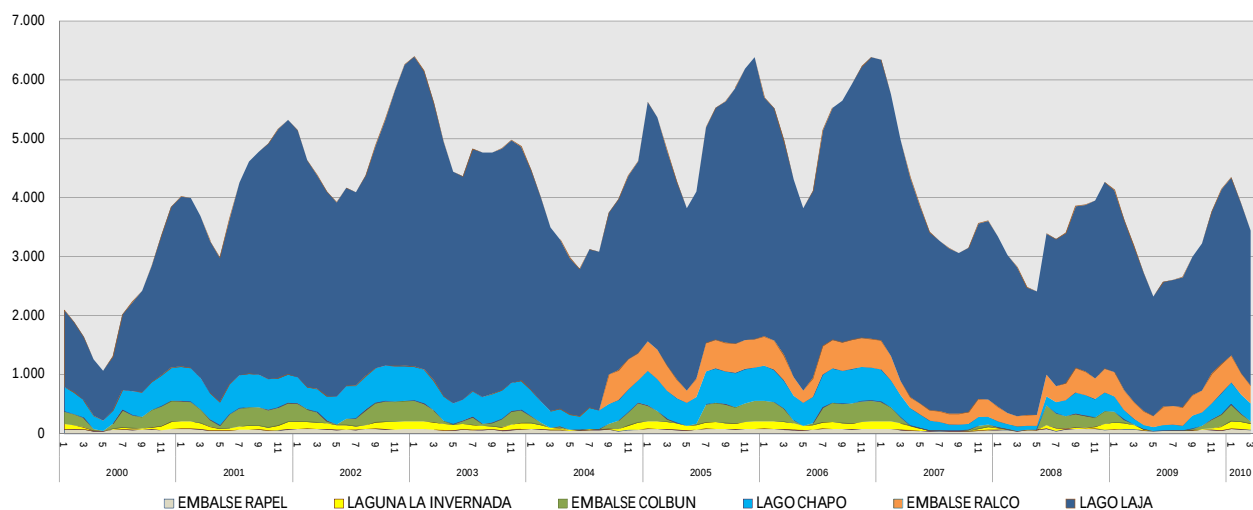
Considerando los tres procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC es de 70,89 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220, considerando sólo los contratos vigentes a partir del año 2010.

Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de marzo de 2010 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 3.447 GWh, lo que representa un 12% menos de lo registrado a comienzos del mes de febrero, y un alza de 8% respecto a marzo de 2009.

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

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

		Feb 2010	Mar 2010	Mar 2009
EMBALSE	COLBUN	132	37	11
% de la capacidad máxima		36%	10%	3%
EMBALSE	RAPEL	74	64	75
% de la capacidad máxima		87%	75%	88%
LAGUNA	LA INVERNADA	127	105	69
% de la capacidad máxima		97%	80%	52%
LAGO	LAJA	2.880	2.632	2.660
% de la capacidad máxima		55%	50%	50%
LAGO	CHAPO	328	303	95
% de la capacidad máxima		52%	48%	15%
EMBALSE	RALCO	369	305	283
% de la capacidad máxima		73%	60%	56%

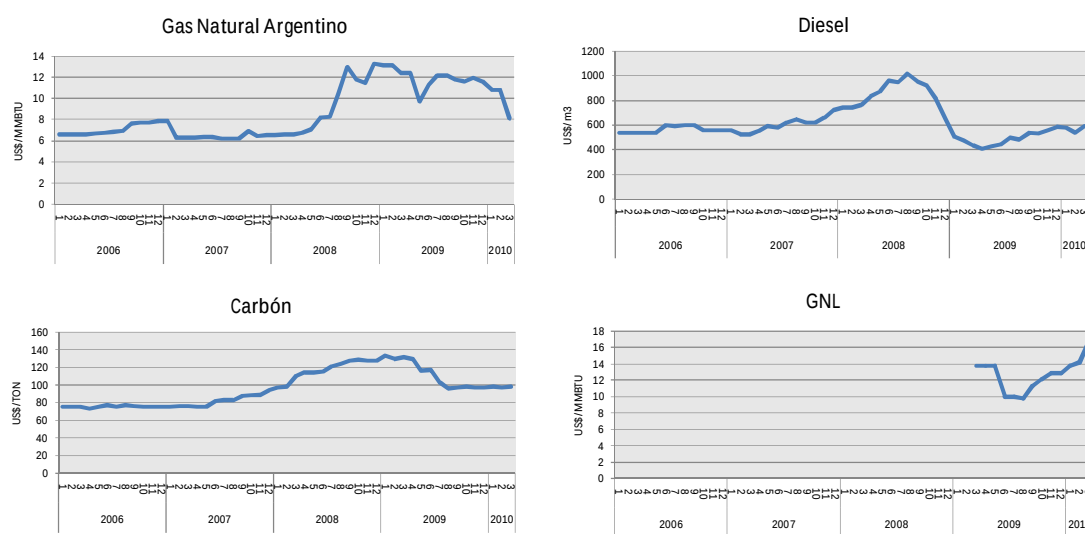
*Valores iniciales para cada mes

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, Systep

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

Los costos marginales del SIC para el mes de febrero presentan un alza de 16,42% respecto a los registrados en el mes de enero, con una baja de un 4,96% respecto a lo observado el mismo mes del año 2009.

El aumento en los costos de generación es común en esta parte del año, tendiéndose a reducir la generación hidroeléctrica y aumentar la termoeléctrica, en este caso tecnología diesel, de modo de cuidar las reservas de agua para el año hidrológico que comienza el mes de abril.

En la Tabla 6 y Figura 14 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos. Los costos marginales proyectados por el CDEC convergen a valores cercanos a los 75 US\$/MWh, definidos por un mix GNL-Carbón particularmente dado por la operación de las centrales San Isidro GNL y las centrales a carbón Guacolda.

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

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

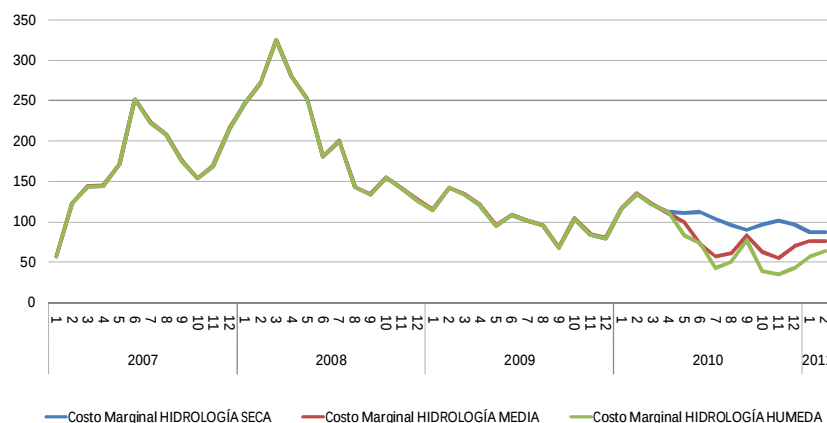
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2010	Marzo	122	121	121
-	Abril	112	110	112
-	Mayo	112	99	84
-	Junio	113	72	74
-	Julio	104	57	42
-	Agosto	96	60	51
-	Septiembre	91	83	78
-	Octubre	97	63	39
-	Noviembre	101	55	35
-	Diciembre	97	69	43
2011	Enero	87	75	57
-	Febrero	88	76	64

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

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



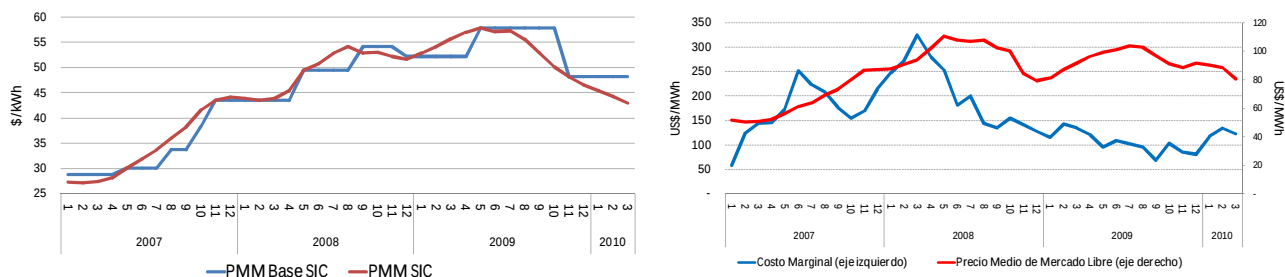
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

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

El precio medio de mercado resultante este mes es de 43,00 \$/kWh, lo que representa un descenso de 10,83% respecto al precio base fijado en el Informe de Precios de Nudo de Octubre de 2009 (48,22 \$/kWh).

Figura 15: Precio Medio de Mercado histórico y esperado



Fuente: CNE, SysteP

RM 88

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

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

Tabla 7: Saldo total de cuentas RM88 a enero 2010

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	113.745
Gener	57.359
Colbún	86.367
Guacolda	13.670

Fuente: CDEC-SIC

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 8 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para el período comprendido entre marzo de 2010 y febrero de 2011.

En total se espera la incorporación de 1.643 MW de potencia, incluyendo a las centrales de pasada La Higuera (155 MW) y Confluencia (155 MW), las centrales a carbón Ventanas III (240 MW) y Guacolda IV (139 MW). Finalmente se destaca el ingreso de las centrales Bocamina 2 (342 MW) y Santa María (343 MW), ambas a carbón, en el mes de diciembre de 2010 y enero de 2011 respectivamente.

Unidades en Mantención

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

- Rapel: 350 MW en marzo.
- Taltal: 120 MW en marzo.
- Ralco: 640 MW en marzo.
- Pangué: 467 MW en marzo
- Bocamina: 125 MW en marzo.

Tabla 8: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]
Hidráulicas				
Licán	Candelaria	Pasada	Abr-10	17
Confluencia	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	Jul-10	155
La Higuera	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	Jul-10	155
Térmicas				
Punta Colorada Fuel I	Barrick Chile Generación	Diesel	Mar-10	16,3
EMELDA	Bautista Bosch Ostalé	Diesel	Mar-10	76
Campanario IV CA	Southern Cross	Diesel	Mar-10	60
Ventanas III	AES Gener	Carbón	Mar-10	240
Campanario IV CC	Southern Cross	Diesel	Mar-10	60
Calle Calle	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	Diesel	Mar-10	20
Guacolda IV	Guacolda	Carbón	Abr-10	139
Bocamina 2	Endesa	Carbón	Dic-10	342
Santa María	Colbún	Carbón	Ene-11	343
Eólica				
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		Abr-10	20
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.643

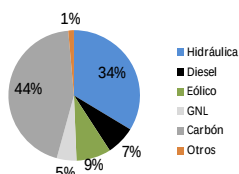
Fuente: CNE, CDEC-SIC, Systep

Tabla 9: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)
Hidráulica	5.959	8.113
Diesel	1.289	900
Eólico	1.506	3.242
GNL	879	527
Carbón	7.840	14.063
Otros	248	437
TOTAL	17.721	27.282
Aprobado	7.304	10.293
En Calificación	10.417	16.989
TOTAL	17.721	27.282

Fuente: SEIA, Syste

Figura 16: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Syste

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 aquellas que superen los 3 MW.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 17.721 MW (10.417 MW en calificación), con una inversión de 27.282 MMUS\$. En la Tabla 10 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo VI se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

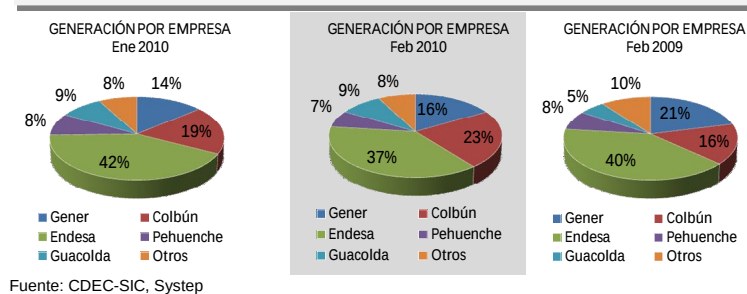
Para el mes de febrero de 2010 se destaca el ingreso del proyecto Central Termoeléctrica RG, de la empresa Río Grande en la VII región (700 MW a carbón), del proyecto Central Hidroeléctrica Neltume de Endesa en la XIV región (490 MW hidráulica), el proyecto hidroeléctrico Nido de Águila de Pacific Hydro en la VI región (155 MW hidráulica), y por último, el proyecto central termoeléctrica Pirquenes de SWB en la VIII región (50 MW a carbón).

Tabla 10: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha generación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A.	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Coriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica RG - Generación	Río Grande S.A.	700	1.400	25-02-2010	En Calificación	Carbón	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuevo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A.	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO 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	En Calificación	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talnay	Eólica Talnay S.A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	ENDESA	490	732	16-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica 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	En Calificación	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	En Calificación	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	Hidráulica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A.	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	28-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A.	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	En Calificación	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII

Fuente: SEIA, Syste

Figura 17: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Resumen Empresas

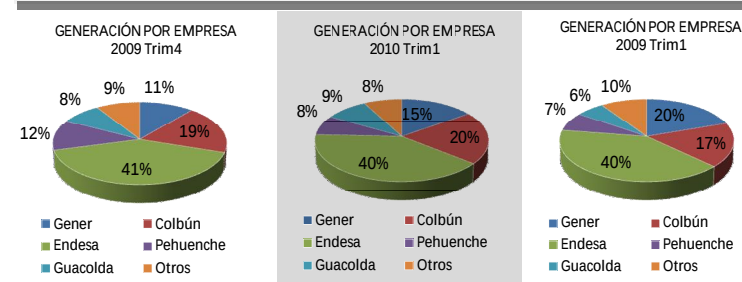
En el mercado eléctrico del SIC existen 5 agentes principales que aportan más del 80% de la producción de energía. Estas empresas son AES Gener, Colbún, Endesa, Pehuenche y Guacolda.

Al mes de febrero de 2010, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 38% de la producción total de energía, seguido de Colbún (23%), Gener (17%), Guacolda (9%) y Pehuenche (7%).

En un análisis por empresa se observa que Gener y Colbún aumentaron su producción en un 6,8% y 7,3% respectivamente, en relación a enero. Por otro lado Endesa, Pehuenche y Guacolda disminuyeron su producción para el mismo período en un 20,4%, 31,9% y 12,9% respectivamente.

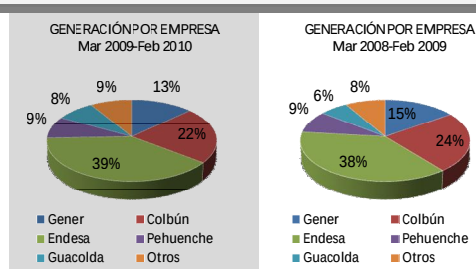
En las Figura 17 a Figura 19 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

Figura 18: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

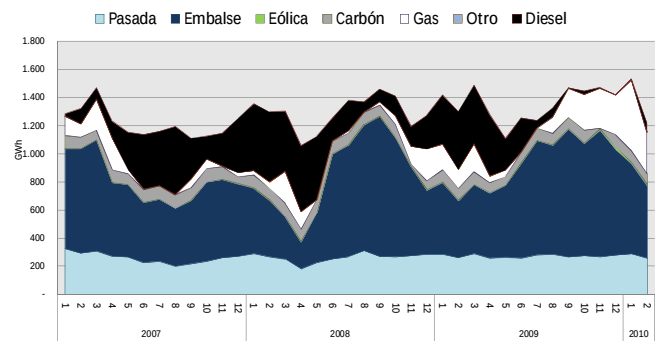
NOTA: Al momento de la publicación de este reporte no se había publicado información respecto a las transferencias de energía del mes de enero.

ENDESA

Analizando por fuente de generación, durante el mes de febrero, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de un 19,7% respecto al mes de enero, con un alza de 26,6% en relación a febrero de 2009. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presenta una baja de un 10,4% respecto a enero, con una reducción de 1% respecto a febrero de 2009. La generación diesel, por su parte, presenta una fuerte alza respecto a enero, pero una disminución de un 83,8% en relación al mismo mes del año 2009. Finalmente, la generación con gas natural se redujo en un 41,5% respecto a enero, con un aumento de un 114,7% respecto a igual fecha del año 2009, explicado principalmente por la operación de la central San Isidro GNL a partir de agosto de 2009.

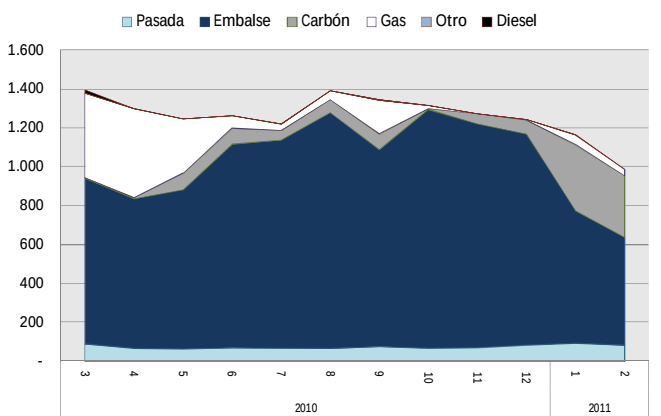
En la Figura 21 se puede apreciar una baja en la generación con gas a partir del mes de abril de 2010, hecho que coincide con el ingreso de la central Guacolda IV, desplazando su generación.

Figura 20: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 21: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 11: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Ene 2010	Feb 2010	Feb 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	290	260	263	-10,4%	-1,0%
Embalse	641	515	407	-19,7%	26,6%
Gas	502	293	137	-41,5%	114,7%
Carbón	81	79	84	-2,8%	-6,1%
Diesel	10	67	413	557,3%	-83,8%
Eólico	13	9	3	-31,2%	249,8%
Total	1.537	1.223	1.305		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Mar 2009-Feb 2010	Mar 2008-Feb 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.287	3.152	4,3%
Embalse	8.250	7.134	15,6%
Gas	2.231	1.144	95,0%
Carbón	898	952	-5,7%
Diesel	1.558	3.180	-51,0%
Eólico	73	33	123,2%
Total	16.298	15.596	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 13: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2009 Trim4	2010 Trim1	2009 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	825	550	842	-34,6%	-33,3%
Embalse	2.452	1.156	1.407	-17,9%	-52,9%
Gas	821	795	518	53,5%	-3,1%
Carbón	184	160	265	-39,6%	-12,9%
Diesel	34	77	1.181	-93,5%	123,8%
Eólico	34	22	7	205,1%	-34,8%
Total	4.349	2.760	4.220		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

GENER

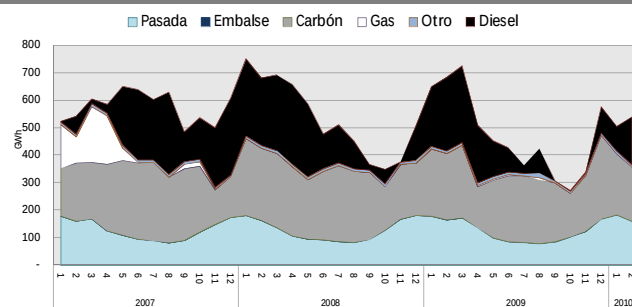
Analizando por fuente de generación, durante el mes de febrero, la producción utilizando centrales a carbón exhibe una baja de un 11,6% respecto al mes de enero, con una reducción de 18,6% en relación a febrero de 2009. La generación en base a centrales de pasada muestra una baja de 12,8% respecto a enero, con una disminución de un 3,5% en relación al mismo mes del año 2009. Por su parte, las centrales diesel muestra un alza de 94,2% respecto al mes de enero y una baja de 35,1% respecto al mismo mes del año 2009.

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

Se destaca el aumento de la operación de la central Nueva Renca Diesel, respecto a la última parte del año 2009, situación que se mantendrá hasta abril de 2010.

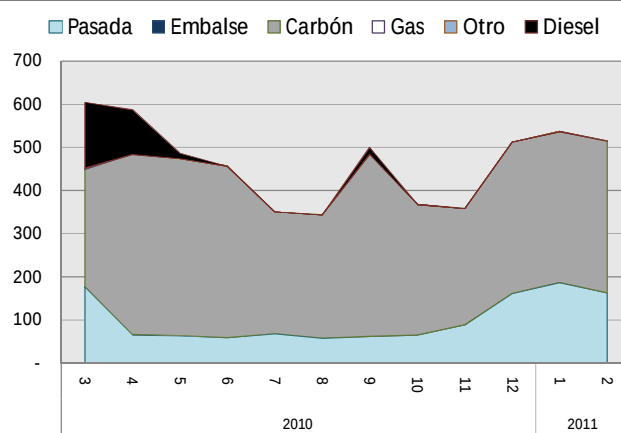
En la Figura 23 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 22: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 23: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 14: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Ene 2010	Feb 2010	Feb 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	182	159	164	-12,8%	-3,5%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	1	0	0,0%	0,0%
Carbón	223	197	242	-11,6%	-18,6%
Diesel	90	175	269	94,2%	-35,1%
Eólico	10	8	9	-20,4%	-7,3%
Total	505	540	684		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN GENER			
	Mar 2009-Feb 2010	Mar 2008-Feb 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.469	1.505	-2,4%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	24	1	2442,4%
Carbón	2.642	2.806	-5,8%
Diesel	1.191	1.885	-36,8%
Otro	111	111	0,3%
Total	5.438	6.307	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 16: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2009 Trim4	2010 Trim1	2009 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	393	341	514	-33,7%	-13,2%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	1	1	0	0,0%	25,1%
Carbón	667	420	752	-44,1%	-37,0%
Diesel	101	265	764	-65,3%	162,9%
Otro	23	18	28	-36,2%	-23,6%
Total	1.185	1.045	2.058		

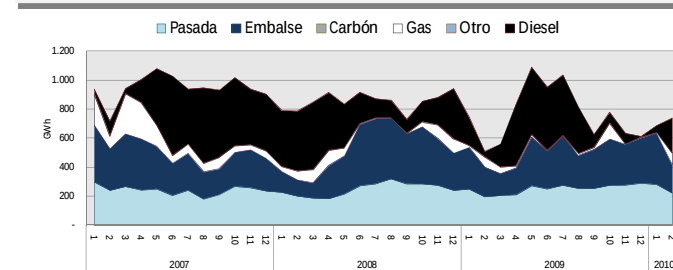
Fuente: CDEC-SIC, Systep

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, durante el mes de febrero, la producción de las centrales de embalse exhibe una disminución de un 43,7% respecto al mes de enero, con una baja de un 2,4% en relación a febrero de 2009. La generación en base a centrales diesel presenta un gran alza tanto respecto a enero de 2010 como a febrero de 2009. Por último, las centrales de pasada presentan una baja en su aporte de un 20,8% respecto a enero, y un aumento de un 12,3% respecto al mismo mes del año 2009.

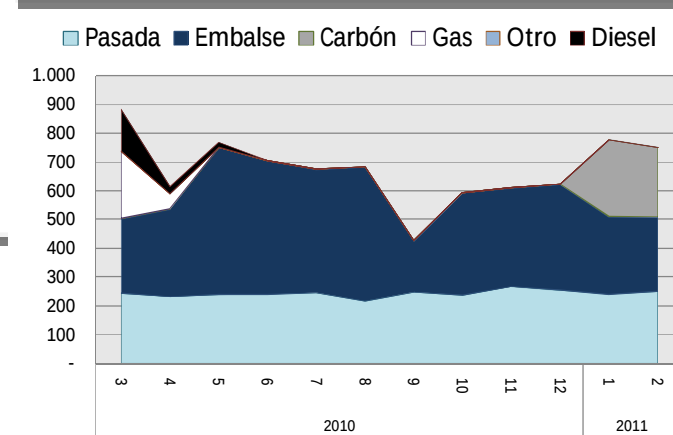
En la Figura 25 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal. Se destaca el ingreso en enero de 2011 de la central Santa María de 343 MW, primera central a carbón de la empresa. Por otra parte, el aumento de la generación gas se debe al comienzo de la operación de las unidades del complejo Nehuenco operando con GNL.

Figura 24: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 25: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 17: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Ene 2010	Feb 2010	Feb 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	285	226	201	-20,8%	12,3%
Embalse	353	199	204	-43,7%	-2,4%
Gas	2	76	67	3139,0%	13,1%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	48	239	38	392,9%	523,8%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	689	739	510		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN COLBUN			
	Mar 2009-Feb 2010	Mar 2008-Feb 2009	Var. Últimos 12 meses
Pasada	3.113	3.043	2,3%
Embalse	3.238	3.706	-12,6%
Gas	292	552	-47,1%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	2.745	2.632	4,3%
Otro	0	0	0,0%
Total	9.389	9.933	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 19: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2009 Trím4	2010 Trím1	2009 Trím1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	853	511	662	-22,8%	-40,1%
Embalse	914	552	647	-14,7%	-39,6%
Gas	112	79	120	-34,7%	-30,1%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	153	287	389	-26,2%	88,1%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.032	1.428	1.818		

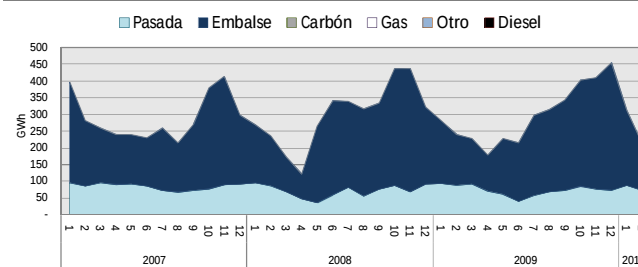
Fuente: CDEC-SIC, Systep

PEHUENCHE

Durante el mes de febrero, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de un 37,9% respecto al mes de enero, y una baja de un 8,2% en relación a febrero de 2009. La generación en base a centrales de pasada muestra una baja de un 16,4% respecto a enero, con una disminución de 16,6% en relación al mismo mes del año 2009.

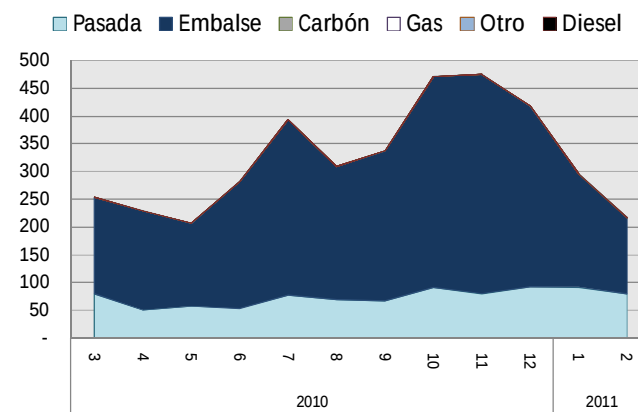
En la Figura 27 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 26: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 27: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 20: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Ene 2010	Feb 2010	Feb 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	88	74	89	-16,4%	-16,6%
Embalse	226	140	153	-37,9%	-8,2%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	315	214	242		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Mar 2009-Feb 2010	Mar 2008-Feb 2009	Var. Últimos 12 meses
Pasada	868	861	0,9%
Embalse	2.753	2.770	-0,6%
Gas	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Otro	0	0	0,0%
Total	3.621	3.631	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 22: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2009 Trím4	2010 Trím1	2009 Trím1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	237	162	275	-41,0%	-31,5%
Embalse	1.037	367	480	-23,6%	-64,6%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.275	529	755		

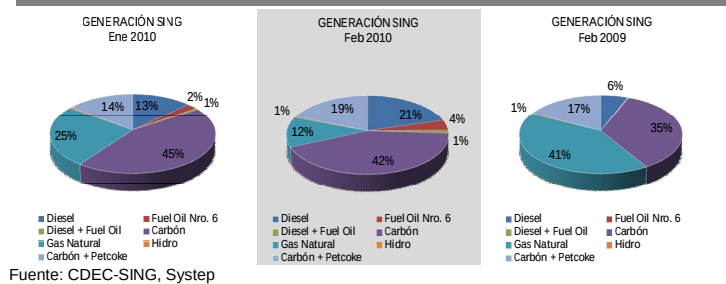
Fuente: CDEC-SIC, Systep

SING
Sistema Interconectado del Norte
Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 28: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de febrero de 2010 la generación de energía en el SING disminuyó en un 7,1% respecto a enero, disminuyendo en 3,1% respecto a febrero de 2009.

Se observa que la generación diesel aumentó un 50,1% con respecto a enero, mientras que la generación a carbón disminuyó en un 11,4%. La generación con gas natural disminuyó en un 54,3% respecto al mes pasado.

En la Figura 29 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2007. Se observa que ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón en el pasado, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Durante el mes de febrero el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 148 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa un aumento de 47,3% respecto al mes anterior.

La operación con diesel se ha mantenido en niveles altos a partir de 2007, lo que contrasta con la utilización actual de este combustible en el SIC y la proyección realizada por el CDEC-SIC mostrada en la Figura 8. Adicionalmente, el aumento de la participación del gas natural en la generación permitió una disminución importante del costo marginal, como se observa en la Figura 29.

Figura 29: Generación histórica SING (GWh)

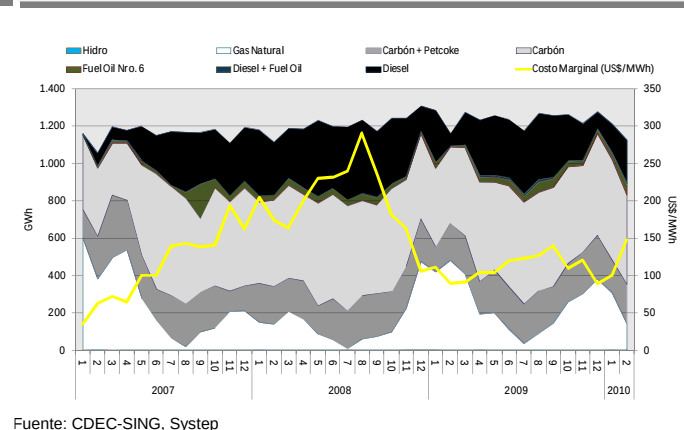


Figura 30: Generación histórica SING (%)

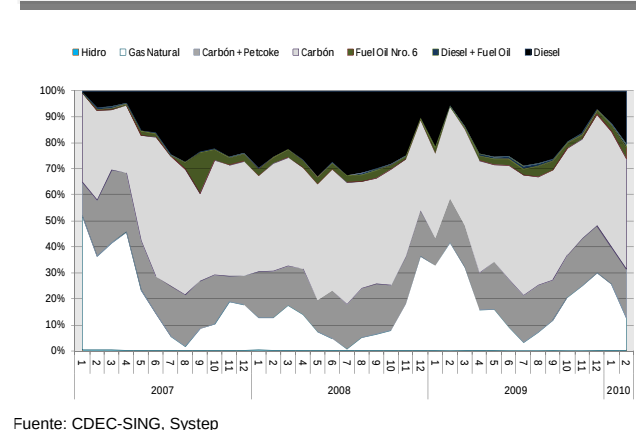
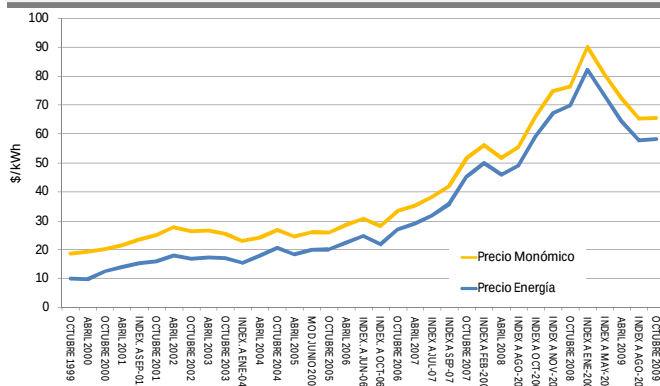
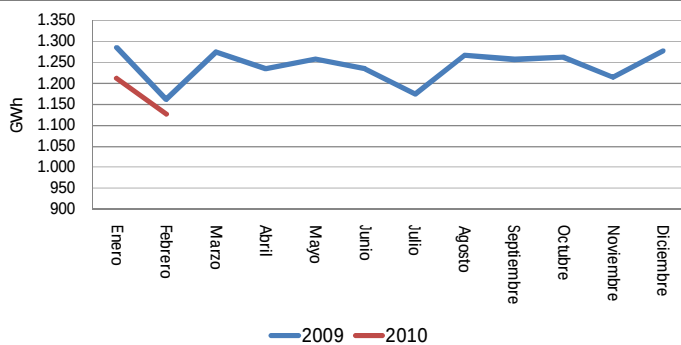


Figura 31: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 32: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systep

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

El día lunes 4 de enero 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 SING, correspondientes a la fijación realizada en octubre de 2009, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2009.

Los valores definidos por la autoridad son de 58,15 \$/kWh para el precio de la energía y 4.662,80 \$/KW/mes para el precio de la potencia, en la barra Crucero 220, los que determinan un precio monómico de 65,59 \$/kWh. Este valor representa un aumento de un 0,63% en pesos respecto a la última indexación del precio de nudo de Abril de 2009, realizada en el mes de agosto.

Generación de Energía

En el mes de febrero, la generación real del sistema fue de 1.126 GWh. Esto representa una disminución de 3,1% con respecto al mismo mes del 2009.

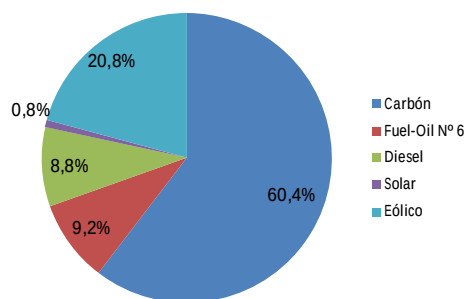
La generación acumulada a febrero del año 2010 es de 2.338 GWh, lo que comparado con los 2.447 GWh acumulados al mismo mes del año 2009, representa una disminución de 4,47%.

Tabla 23: 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	18	80
Eólico	489	1.217
TOTAL	2.350	4.689
Aprobado	1.382	2.798
En Calificación	968	1.891
TOTAL	2.350	4.689

Fuente: SEIA, Systep

Figura 33: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systep

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

En la Tabla 24 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de marzo de 2010, considerando aquéllos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.350 MW (968 MW en calificación), con una inversión de 4.689 MMUS\$.

Durante el mes de febrero destacan la aprobación del proyecto Granja Eólica Calama, por una inversión de MMUS\$ 700 y una capacidad instalada de 250 MW, y el ingreso a evaluación del proyecto Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2, por una inversión de MMUS\$ 40 y una capacidad instalada de 9 MW.

Tabla 24: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDE.NOR S.A.	750	1500	06-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	II
Central Termoelectrónica Cochran	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil 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	En Calificación	Eólico	Base	II
Central Termoelectrónica 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 Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoelectrónica Parinacota	Termoelectrónica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	XV
Central Capricornio	EDE.NOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon Iñaki Segovia De Celaya	9	40	01-03-2010	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CALAMA SOLAR 1 S.A.	9	40	01-09-2009	Aprobado	Solar	Base	II
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spenoce S.A.	9	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza	Compañía Minera Quebrada Blanca	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Proyecto de Respaldo Minas El Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Systep

Análisis Precios de Licitación SING

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

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US\$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 25). Los indexadores definidos por Edelnor dependen en un 59,4% de la variación del índice de precios del GNL y en un 40,6% de la variación del CPI.

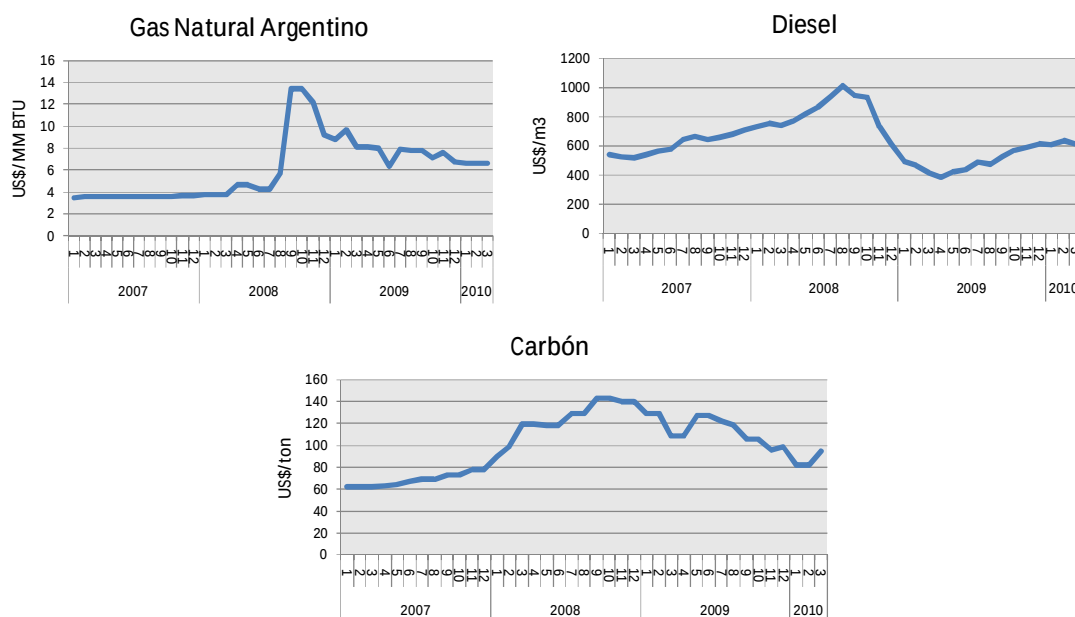
Tabla 25: Precios de Licitación (precios indexados a febrero de 2010)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Feb-10	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	86,11	2012

Precios de combustibles

En la Figura 34 se muestran los precios del gas natural argentino, diesel y carbón, obtenidos del primer informe de precios de combustibles publicado durante el mes en el CDEC-SING, calculados como el promedio de los precios informados por las empresas para sus distintas unidades de generación.

Figura 34: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SING, Systep

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

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

Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

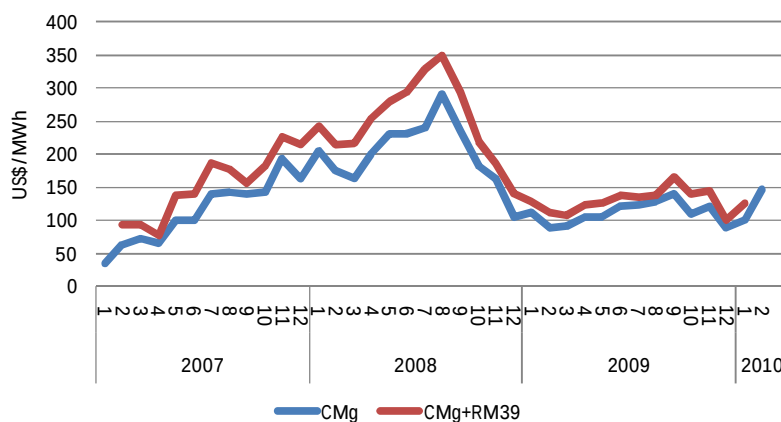
Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 2008 aumentaron los costos marginales significativamente. Durante los últimos meses, esta tendencia se ha revertido debido a la abrupta baja en el precio del petróleo diesel.

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 35 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 2010, 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 26,4 US\$/MWh.

Figura 35: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado para el mes de marzo de 2010, es de 63,86 \$/kWh, que representa una disminución de 8,19% respecto al Precio Medio Base (69,55 \$/kWh) fijado en el Informe de Precios de Nudo de Octubre de 2009.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

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

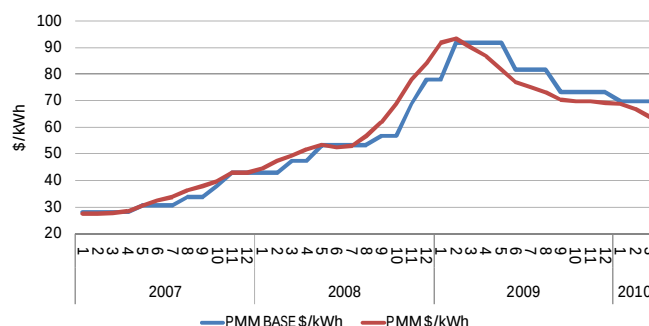
En total se incorporarán 790 MW de potencia entre cuatro unidades a carbón, las que entrarán en funcionamiento en un horizonte de 3 años. Debido al horizonte de tiempo en que ingresarán las centrales en construcción se espera que continúen las dificultades de operación en el SING, dependiendo de unidades a petróleo y carbón por la falta de gas natural.

Unidades en Mantención

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

- TG2A (Gas Atacama): 130 MW en mayo.
- TG2B (Gas Atacama): 127 MW en marzo y abril.
- TV1C (Gas Atacama): 135 MW en marzo.
- TG12 (AES Gener): 208 MW en marzo.
- CTM2 (Mejillones): 175 MW en abril y mayo.
- CTM3 (Mejillones): 251 MW en marzo.
- CTTAR (Tarapacá): 158 MW en marzo y abril.
- U13 (Tocopilla): 86 MW en marzo.
- U15 (Tocopilla): 132 MW en mayo.

Figura 36: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systep

Tabla 27: Futuras centrales generadoras en el SING

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

Fuente: CNE, CDEC-SING

Resumen Empresas

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

Al mes de febrero de 2010, el actor más importante del mercado es Edelnor, con un 25% de la producción total de energía, seguido por Electroandina y GasAtacama con un 24% y 17%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que Celta, Edelnor y GasAtacama aumentaron su producción en un 31,5%, 21,5% y 1,0% en relación a enero de 2010, respectivamente. El resto de las empresas, Electroandina, AES Gener y Norgener, vieron para el mismo período disminuidas sus producciones en un 29,7%, 18,9% y 11,4%, respectivamente. En la Figura 37 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 38 se presentan las transferencias de energía de las empresas en enero de 2010. Se observa que los mayores cambios con respecto al mes anterior se dieron en las transferencias de Celta, Edelnor y Norgener; las dos primeras cambiaron su condición de excedentarias a deficitarias, mientras que Norgener pasó a de ser deficitaria a excedentaria.

Figura 37: Energía generada por empresa, mensual

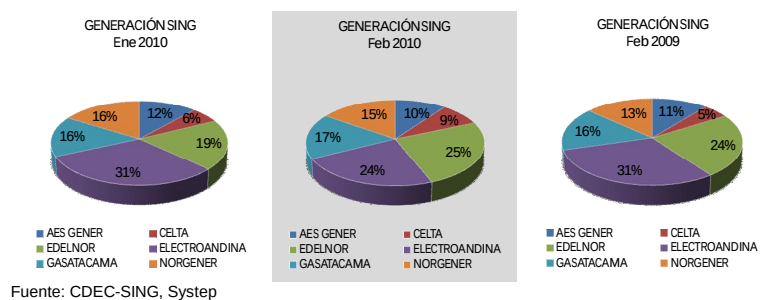
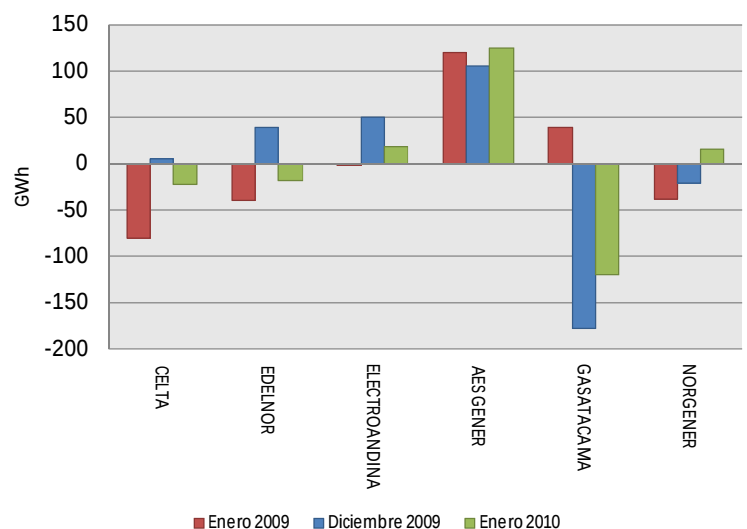


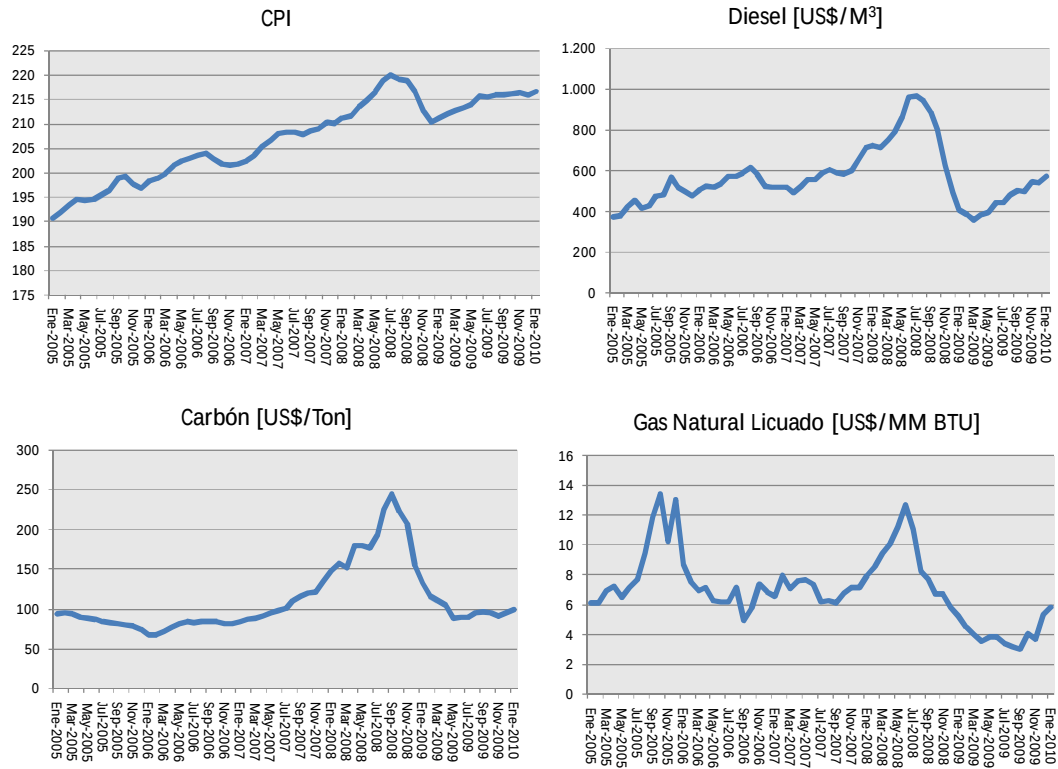
Figura 38: Transferencias de energía por empresa, mensual



ANEXOS

Índice Precio de Combustibles

Figura I-I: Índice Precio de Combustibles



Fuente: CPI <http://data.bls.gov/> (<http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>) (U.S. All items, 1982-84=100 - CUUR0000SA0)
 LNG Henry Hub Spot (http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip)
 Diesel Petróleo diesel grado B (http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip)
 Carbón Carbón Térmico Eq. 7.000 KCAL/KG (http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip)

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Feb-10 Barra Suministro	Indexado Feb-10 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	71,3	70,8	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	71,0	70,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	71,2	71,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	92,6	92,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	93,1	93,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	93,7	93,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	94,8	94,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	95,3	95,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	95,9	95,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	96,1	96,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	96,1	96,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	96,1	96,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	96,1	96,1	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	82,5	82,5	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	73,4	73,4	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	68,0	66,6	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	86,2	80,5	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	96,4	93,9	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	96,4	93,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	68,3	67,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	86,2	80,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	86,2	80,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	86,2	80,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	86,2	80,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	86,2	80,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	86,2	80,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	86,2	80,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	86,2	80,5	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	65,3	67,1	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	66,5	68,4	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	61,2	60,0	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	60,9	59,6	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	57,9	60,4	59,2	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	86,2	80,5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	86,2	80,5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	86,2	80,5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	86,2	80,5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	86,2	80,5	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,3	55,0	54,3	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	62,0	61,3	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	86,2	80,5	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	54,8	54,3	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	55,1	54,6	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	54,7	54,7	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	53,7	53,7	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	96,1	96,1	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	59,5	59,5	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	50,4	51,8	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	53,4	52,3	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	53,4	52,3	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	86,2	80,5	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	86,2	80,5	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	86,2	80,5	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	86,2	80,5	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	86,2	80,5	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	67,0	66,4	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	86,2	80,5	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	86,2	80,5	2010

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

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

Fuente: Systep

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

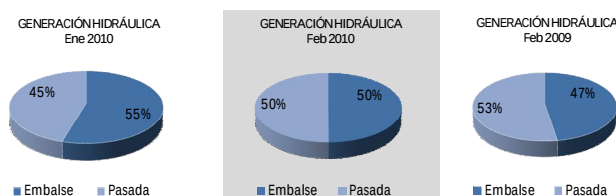
La generación en el SIC en el mes de febrero, utilizando el recurso hídrico para la producción de la energía, muestra una variación de un 6,4% respecto al mismo mes del año anterior, de un -23,6% en comparación al mes recién pasado, y de un 4,3% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de 11,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un -30% en comparación al mes recién pasado, y de un 4,6% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de 1,3% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -15,8% en comparación al mes recién pasado, y de un 3,8% en relación a los últimos 12 meses.

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

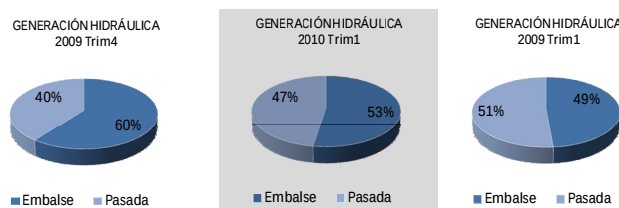
GENERACION HIDRÁULICA			
	Ene 2010	Feb 2010	Feb 2009
Embalse	1.220	854	763
Pasada	1.018	857	845
Total	2.238	1.711	1.608



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

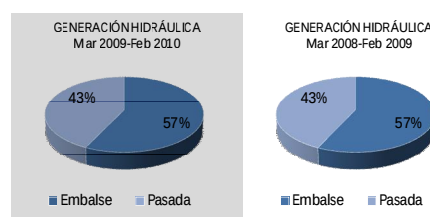
GENERACION HIDRÁULICA			
	2009 Trim4	2010 Trim1	2009 Trim1
Embalse	4.404	2.075	2.534
Pasada	2.881	1.874	2.680
Total	7.284	3.949	5.215



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACION HIDRÁULICA		
	Mar 2009-Feb 2010	Mar 2008-Feb 2009
Embalse	14.241	13.610
Pasada	10.646	10.259
Total	24.887	23.869



Fuente: CDEC-SIC, Systep

ANEXO III

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

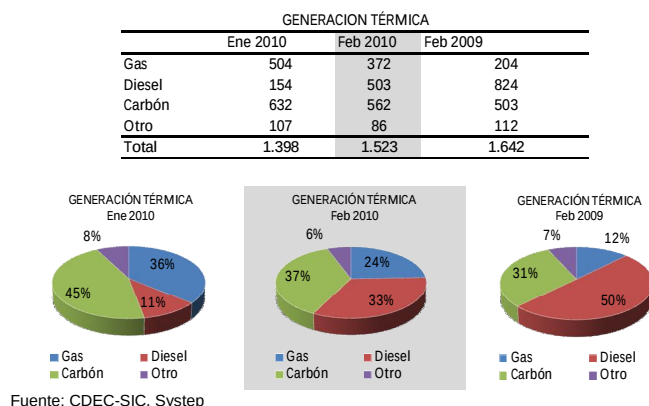


Figura III-V: Análisis Termo-Generación, trimestral (GWh)

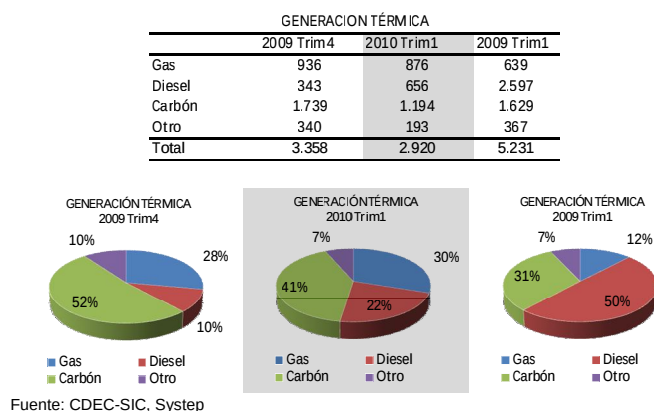
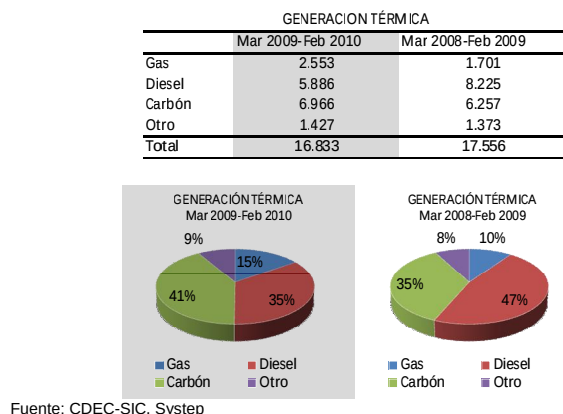


Figura III-VI Análisis Termo-Generación, últimos 12 meses (GWh)



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 -7,2% respecto al mismo mes del año anterior, de un 9% en comparación al mes recién pasado, y de un -4,1% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas natural, se presentan con una variación de 82,3% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -26,3% en comparación al mes recién pasado, y de un 50,1% en relación a los últimos 12 meses.

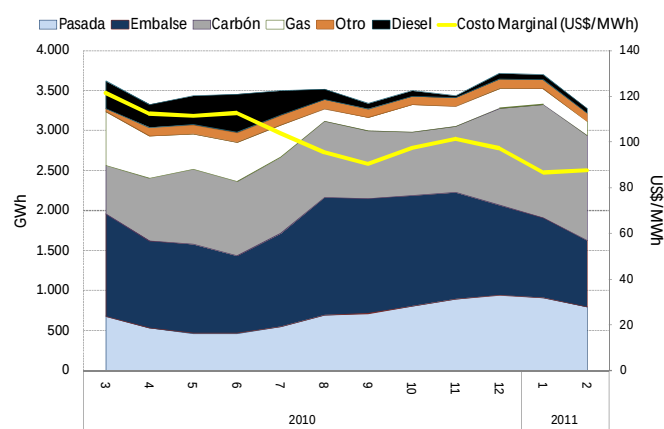
El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, se presentan con una variación de -39% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 227,3% en comparación al mes recién pasado, y de un -28,4% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 11,8% respecto al mismo mes del año anterior, de un -11,1% en comparación al mes recién pasado, y de un 11,3% 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 -22,5% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -19,4% en comparación al mes recién pasado, y de un 3,9% en relación a los últimos 12 meses.

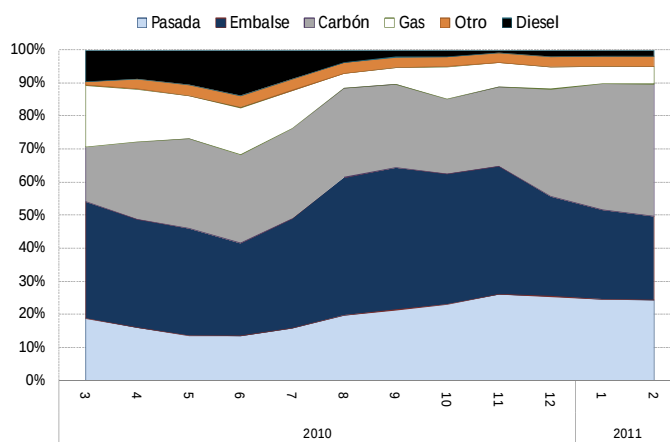
Generación del SIC bajo hidrología Seca

Figura IV-I: Generación proyectada SIC, hidrología seca (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura IV-II: Generación proyectada SIC, hidrología seca (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

RM 88

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

EMPRESA	Total							Saldo Total Cuenta RM88 (Valores Actualizados a Ene-10)			
	Diferencia Actualizada	Ventas a Precio de Nudo de Energía	Compras a Costo Marginal de Energía	Subtransmisión	Total Diferencia	Total diferencia Actualizada a Dic-09	Total diferencia Actualizada a Dic-09	Total Saldo Acumulado a Dic-09	Diferencia Ene-10	Recaudación Ene-10	Total Saldo Acumulado Ene-10
		\$	\$		\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
PEHUENCHE	-27.560.403	12.537.365.220	15.843.314.757	-384.590.298	2.921.359.239	2.915.973.825	2.915.973.825	17.434.957.621	0	-568.458.290	16.953.674.119
COLBUN	-151.346.240	65.587.326.213	82.653.222.345	-2.058.781.412	15.007.114.720	14.979.347.869	14.979.347.869	88.817.305.798	0	-2.894.137.913	86.367.254.415
ENDESA	-201.264.253	85.192.352.794	107.228.014.635	-2.684.468.517	19.351.193.324	19.315.741.838	19.315.741.838	116.973.662.102	0	-3.813.664.320	112.744.867.097
SGA	-8.414.363	3.655.948.468	4.567.905.807	-118.208.406	793.748.933	792.370.938	792.370.938	3.878.335.463	0	-126.940.369	3.770.786.772
PUYEHUE	-2.196.734	1.001.542.489	1.266.057.519	-30.683.135	233.831.895	233.400.137	233.400.137	1.399.732.604	0	-45.638.460	1.361.092.807
GUACOLDA	-33.382.781	13.028.273.457	16.084.493.101	-446.931.564	2.609.288.079	2.604.788.305	2.604.788.305	14.057.513.291	0	-457.439.342	13.670.361.516
GENER	-73.941.782	30.321.681.350	37.948.810.724	-984.580.405	6.642.548.969	6.630.473.336	6.630.473.336	37.440.350.216	0	-1.219.508.678	36.408.043.289
ESSA	-32.978.129	15.123.734.375	19.127.049.864	-461.665.248	3.541.650.241	3.535.106.264	3.535.106.264	21.545.471.903	0	-702.652.443	20.950.546.820
IBENER	-4.241.168	1.932.541.482	2.443.146.761	-59.181.755	451.423.524	450.589.652	450.589.652	2.586.639.327	0	-93.387.889	2.506.184.635
ARAUCO	-12.047.349	5.131.769.551	6.526.950.770	-151.613.365	1.243.567.854	1.241.279.195	1.241.279.195	7.455.868.959	0	-243.320.909	7.249.827.394
CAMPANARIO	-25.603.310	8.971.643.520	10.854.825.937	-345.393.371	1.537.789.047	1.535.323.026	1.535.323.026	6.714.591.281	0	-217.778.146	6.530.386.091
ELEKTRAGEN	-3.351.319	1.528.687.264	1.933.073.738	-46.764.941	357.621.533	356.960.218	356.960.218	1.631.920.841	0	-53.143.002	1.586.937.443
FPC	0	118.520.508	187.319.415	0	68.798.906	68.609.930	68.609.930	71.194.251	0	0	71.550.222
SC DEL MAIPO	-160.135	73.310.931	92.776.378	-2.234.590	17.230.858	17.198.909	17.198.909	93.257.303	0	-3.039.568	90.684.022
TECNORED	-1.957.094	738.517.473	915.816.538	-25.327.985	151.971.080	151.696.364	151.696.364	648.036.617	0	-21.054.733	630.224.076
POTENCIA CHILE	-7.131.262	3.166.023.077	3.975.308.005	-99.566.143	709.718.785	708.453.122	708.453.122	2.597.309.322	0	-84.462.686	2.525.833.182
PSEG	0	0	0	0	0	0	0	19.651.610	0	0	19.749.668
GESAN	-51.780	23.693.616	29.985.245	-7.722.562	5.569.068	5.558.728	5.558.728	18.074.445	0	-587.637	17.577.180
PACIFIC HYDRO	-486.157	221.448.775	279.935.090	-6.785.351	51.700.964	51.605.505	51.605.505	136.947.921	0	-4.445.933	133.186.728
LA HIGUERA	-4.498.151	2.044.091.503	2.576.913.767	-63.118.656	469.703.607	468.850.411	468.850.411	1.120.311.462	0	-36.354.627	1.089.558.392
HIJOS MAULE	-1.150.667	557.419.328	715.167.010	-16.056.933	141.690.749	141.411.732	141.411.732	301.042.962	0	-9.765.049	292.783.128
ELECTRICA CENIZAS	-677.935	308.703.483	387.068.781	-9.460.814	68.904.484	68.784.561	68.784.561	88.096.681	0	-2.893.898	85.643.267
EPSA	-1.459.430	668.864.151	840.357.411	-20.365.533	151.127.727	150.859.895	150.859.895	246.276.195	0	-8.075.327	239.432.249
EL MANZANO	-335.611	125.354.726	152.483.852	-4.683.272	22.445.854	22.405.882	22.405.882	33.703.267	0	-1.076.332	32.795.451
LOS ESPINOS	-9.719.304	3.684.823.735	4.453.259.231	-146.118.666	622.316.830	621.579.979	621.579.979	569.568.543	0	-18.237.686	554.178.699
ENLASA	-19.787.645	6.119.441.038	7.273.151.865	-250.399.229	903.311.598	902.098.421	902.098.421	865.712.268	0	-25.948.029	844.092.800
CRISTORO	-46.986	18.932.937	23.532.713	-621.728	3.978.048	3.971.302	3.971.302	3.617.852	0	-114.843	3.521.098
PETROPOWER	-4.995.815	2.199.199.253	2.755.375.375	-69.743.875	486.432.747	485.575.503	485.575.503	1.577.288.412	0	-42.181.832	1.542.993.022
GAS SUR	-1.131.490	360.852.862	411.243.680	-15.790.065	34.600.753	34.584.638	34.584.638	31.378.922	0	-1.042.341	30.492.476
ORAFIT	-2.877	2.406.892	2.915.476	-70.964	435.621	435.403	435.403	396.185	0	-12.750	385.416
NUOVA ENERGIA	-983.527	327.939.868	377.874.689	-13.758.696	36.176.126	36.168.062	36.168.062	468.711.650	0	-17.658.494	453.396.715
PANGUIPULLI	-7.329.788	248.959.091	273.605.030	-32.336.800	-7.690.861	-7.682.880	-7.682.880	-7.681.810	0	0	-7.720.219
HIDROELEC	-23.013	3.770.803	4.058.660	-229.443	58.414	58.404	58.404	58.157	0	0	58.448
PACIFICO	-6.117.715	378.348.401	411.501.165	-25.921.074	7.231.691	7.222.965	7.222.965	7.182.541	0	0	7.218.454
NORVIND	-559.991	22.110.568	23.108.038	-1.557.461	-559.991	-559.991	-559.991	-559.991	0	0	-562.791
MONTE REDONDO	-882.178	34.831.716	36.403.073	-2.453.535	-882.178	-882.178	-882.178	-882.178	0	0	-886.589
TOTAL	-645.818.382	265.460.432.918	332.676.026.446	-8.580.185.290	58.635.408.237	58.529.359.268	58.529.359.268	328.825.044.989	0	-10.713.021.523	319.756.148.692

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A.	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Rio Corriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica RG - Generación	Rio Grande S.A.	700	1.400	25-02-2010	En Calificación	Carbón	Base	VIII
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuevo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A.	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A.	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	En Calificación	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Tallinay	Eólica Tallinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	ENDESA	490	732	16-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica 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	En Calificación	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A.	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	VII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A.	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	En Calificación	Eólico	Base	IV
Central 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	Rio Cautín S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96	36	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90	41	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90	43.3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76	175.0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74	150	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
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 Ostalé	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo IFO 180	Base	III
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69	82	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69	168	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallenar	66.5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	III
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66	123	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica 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	III
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Plimayquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Plimayquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Pirquenes	SW Business S.A.	50	82	22-01-2010	En Calificación	Carbón	Base	VIII
Centrales Hidroeléctricas Río Puelche	HYDROCHILE SA	50	140	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Totoral	Norvind S.A. Transmisión, Generación y	44.5	100	18-10-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41	105	12-06-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Edíco	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH-Laja	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	Asociación de Canalistas Canal Zafartu	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	31,0	73	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Edíco	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Edíco	Base	V
Central Hidroeléctrica Awas Calientes CHAGUASCALIENTES	HYDROCHILE SA	24	80	15-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	38	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43	11-11-2009	En Calificación	Biomasa	Base	IX
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL 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	Edíco	Base	IV
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besako Construcciones S.A.	20	50,0	09-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Canlatquén-Malacahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Homopirén	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Eléctrica Cenizas	Eléctrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	En Calificación	Edíco	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14	40	02-09-2009	En Calificación	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celulosa SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmer - Correntoso	Hidroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Butamalal, Región del Bio-Bio CH Butamalal (e-sea)	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	IX
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15	10-07-2008	Aprobado	Edíco	Base	VIII
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Edíco	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hidroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica Pirquiná	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ersenada-Río Blanco. Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ersenada S.A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPIL CH-Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-sea)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	Aprobado	Edíco	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6	15	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Central Hidroeléctrica San Clemente	Colbún S.A.	6	12	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SIC	VII
Central de Pasada Tacura	Mario García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hidroaustral S.A.	5,5	15	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hidroaustral S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DONGO	HIDROELÉCTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	SouthPacific Corp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Central Hidroeléctrica Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	4,3	9	28-10-2009	En Calificación	Hidráulica	Respaldo	III
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº 2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4	10-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	RM
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII

Systep Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

Director

hrudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout

Gerente General

smocarquer@systep.cl

Alejandro Navarro Espinosa

Gerente de Estudios

anavarro@systep.cl

Jorge Moreno De La Carrera

Especialista Generación

jmoreno@systep.cl

Oscar Álamos Guzmán

Ingeniero de Estudios SIC

oalamos@systep.cl

Pablo Lecaros Vargas

Ingeniero de Estudios SING

plecaros@systep.cl

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite
nuestra página Web:

www.systep.cl

Contacto:

reporte@systep.cl

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

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

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

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

