



Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Febrero 2011

Contenido

Editorial	2
SIC	5
Análisis General	8
Análisis Precio de Licitación	12
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	13
Estado de los Embalses	14
Análisis Precios de los Combustibles	15
Análisis Precios Spot	16
Análisis Precio Medio de Mercado	17
RM 88	17
Análisis Parque Generador	18
Resumen Empresas	20
SING	31
Análisis General	32
Análisis Precio de Licitación	35
Análisis Precios de los Combustibles	35
Análisis Precios Spot	36
Análisis Precio Medio de Mercado	37
Análisis Parque Generador	38
Resumen Empresas	38
ANEXOS	39
Índice Precio de Combustibles	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
RM88	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

Gobierno firma decreto de racionamiento eléctrico para evitar los cortes durante 2011.
(El Mercurio, 10/02/11)

Crece riesgo de cortes de luz y prevén alza de 10% en cuentas. (El Mercurio, 07/02/11)

Gobierno se abre a firmar un decreto de racionamiento por estrecho escenario eléctrico.
(El Mercurio, 04/02/11)

Falla en el SIC deja sin luz a nueve regiones, entre Antofagasta y La Araucanía. (El Mercurio, 03/02/11)

Las empresas adoptan medidas ante fragilidad del suministro eléctrico. (El Mercurio, 02/02/11)

Suministro eléctrico de Santiago en condición vulnerable por agotamiento de embalse Rapel.
(El Mercurio, 31/01/11)

Sector eléctrico deberá invertir hasta US\$1.200 millones para cumplir nueva norma de emisiones.
(Estrategia, 25/01/11)

Grupo Suez está interesado en construir una planta nuclear en el norte de Chile. (La Tercera, 21/01/11)

Gobierno logra acuerdo y pone fin a paro en Magallanes: alza de gas de sólo 3%.
(El Mercurio, 18/01/11)

Laurence Golborne es nombrado biministro y deberá enfrentar crisis del gas en Magallanes.
(El Mercurio, 17/01/11)

Embalses de hidroeléctricas parten 2011 en menor nivel en una década. (La Tercera, 12/01/11)

Chile es el segundo Emisor de GEI per cápita en la región. (Estrategia, 10/01/11)

Directorio aprueba venta de participación de Codelco en empresa generadora E-CL. (Codelco, 07/01/11)

Transec: Recién en 2016 se superaría estrechez por falta de inversiones en red eléctrica.
(EMOL, 06/01/11)

Durante 2010 en el Sistema Interconectado Central (SIC) el agua dejó de dominar y aportó sólo 48% del total. (El Mercurio, 03/01/11)

Editorial

Cambios importantes en procesos que condicionan el desarrollo futuro del mercado eléctrico

Destacamos en nuestro editorial dos cambios importantes que han tenido lugar en procesos regulados que condicionan el desarrollo futuro del mercado eléctrico chileno, cuales son el Segundo Estudio de Transmisión Troncal, correspondiente al cuatrienio 2011-2014, y el cuarto proceso de Licitación para el Suministro Eléctrico de las Empresas Concesionarias de Distribución. Se aprovechó en esta instancia la experiencia de procesos anteriores que en el tiempo evidenciaron importantes debilidades en su desarrollo, y que están hoy afectando a los consumidores.

Estudio de Transmisión Troncal Cuatrienio 2011-2014

El 20 de diciembre de 2010 se publicó la versión final del informe correspondiente al segundo Estudio de Transmisión Troncal (ETT), válido para el cuatrienio 2011-2014. Este estudio, realizado en cumplimiento con la Ley General de Servicios Eléctricos, tiene como objetivo la determinación de los sistemas troncales iniciales, el área de influencia común correspondiente, el valor anual de la transmisión por tramo, así como la elaboración de planes de expansión para distintos escenarios de generación y de interconexiones con otros sistemas eléctricos.

De acuerdo a las bases del ETT, el estudio debe entregar como resultado un plan de expansión del sistema de Transmisión Troncal, tanto en el SIC como en el SING, que permita minimizar en el horizonte de análisis los costos esperados de inversión, operación, mantenimiento, administración y falla en el sistema eléctrico, considerando como base las instalaciones existentes, en construcción y aquellas que se encuentren decididas a la fecha de inicio del estudio.

Como resultado del mencionado estudio, se recomendaron en el SIC veintiuna obras nuevas por un total de 1.372,8 millones de dólares, de las cuales diez corresponden a líneas de 500 kV operadas en 220 kV y otras cuatro a líneas operadas en 500 kV, y cuatro obras de ampliación por un total de 115,4 millones de dólares. El listado de instalaciones recomendadas en el SIC se pueden observar en la Tabla 1. Destaca la inclusión de un doble circuito en 500 kV entre Cardones y Polpaico (tramos Cardones – Maitencillo – Pan de Azúcar – Nogales – Polpaico), obra que aumentará la capacidad de transmisión troncal en la zona norte del SIC, permitiendo evacuar la energía excedentaria de las centrales térmicas del norte ante hidrologías secas y transmitir más energía hidroeléctrica desde el sur ante hidrologías húmedas. Estas obras también pueden crear espacio para el potencial desarrollo de las energías renovables en el norte del SIC.

Por su parte, en el SING sólo se recomendó una obra nueva, correspondiente a una línea en doble circuito entre Crucero y Lagunas, en 220 kV, a licitarse este año para ser puesta en servicio lo antes posible. La principal novedad es que el estudio determinó la inclusión de las líneas Tarapacá – Lagunas, Lagunas – Crucero y Atacama – Encuentro como líneas troncales (todas líneas de 220 kV de doble circuito). Anteriormente, el Sistema Troncal del SING estaba constituido sólo por la línea Crucero – Encuentro en 220 kV, de aproximadamente 800 metros de longitud, en doble circuito.

Tabla 1: Obras nuevas recomendadas para iniciar su construcción en el cuatrienio 2011 – 2014, SIC

Puesta en Servicio	Fecha Límite Decreto de Expansión	Obra de Transmisión	Puesta en Servicio	Fecha Límite Decreto de Expansión	Obra de Transmisión
jun-14	ene-12	Instalación de un CER Cardones -60/+100 MVAR	ene-17	ene-13	Línea Lo Aguirre-Melipilla 2x220 con un circuito tendido circuito
ene-15	jul-12	Segundo transformador Ancoa 500/220	ene-17	jul-11	Línea Charrúa-Mulchén 2x500 operado en 220kV con un circuito tendido
jul-16	jul-11	Línea 2x220 kV Diego de Almagro – Cardones	ene-17	jul-11	Línea Mulchén-Cautín 2x500 operado en 220kv con un circuito tendido
jul-16	jul-11	Línea de 2x500 kV Cardones – Maitencillo operada en 220kV	ene-17	jul-11	Línea Cautín-Ciruelos 2x500 kV operada en 220kV
jul-16	jul-11	Línea de 2x500 kV Maitencillo - Pan de Azúcar operada en 220kV	ene-17	jul-11	Línea 2x220 kV Ciruelos-Pichirropulli 2x220 tendido 1 circuito.
jul-16	jul-11	Línea de 2x500 kV Pan de Azúcar - Nogales	ene-18	jul-15	Segunda etapa subestación Lo Aguirre, seccionando el otro circuito Alto Jahuel - Polpaico 500 kV. Incluye segundo transformador 500/220 kV
jul-16	jul-12	Línea de 2x500 kV Nogales – Polpaico y subestaciones Polpaico y Pan de Azúcar en 500 kV, para la operación en 500kV de la línea Polpaico-Pan de Azúcar	ene-18	jul-12	Línea 2x220 kV Pichirropulli-Puerto Montt 2x220 tendido 1 circuito
jul-16	jul-12	Línea de 2x500 kV Polpaico – Alto Jahuel ,con un circuito tendido	ene-19	ene-14	Línea Charrúa-Mulchén 2x220 con un circuito tendido
jul-16	jul-11	Línea 2x500 kV Ancoa-Charrúa, con un circuito tendido	ene-19	ene-14	Línea Mulchén-Cautín 2x220 con un circuito tendido
ene-17	ene-13	Primera etapa subestación Lo Aguirre, seccionando un circuito Alto Jahuel - Polpaico 500 kV. Incluye un transformador 500/220 kV.	ene-19	jul-13	Línea Cautín-Ciruelos 2x220 kV tendido 1 circuito
ene-17	ene-13	Línea 1x220 kV Melipilla-Rapel			

Cabe destacar importantes progresos en la metodología utilizada en la determinación del plan de expansión de la transmisión, que permiten mejor reconocer las incertidumbres que, en un mercado competitivo de generación, enfrenta el desarrollo de la transmisión. Efectivamente, en el primer estudio se determinó la expansión sólo a partir de un escenario único de inversión en generación, definido por la Comisión Nacional de Energía, considerando un horizonte de expansión de 10 años para la planificación del sistema.

En este sentido, la metodología de expansión utilizada no reconocía adecuadamente las incertidumbres que enfrenta el desarrollo de la transmisión ante decisiones independientes de los inversionistas en generación, planteando además soluciones acotadas de corto plazo que dificultaban decisiones de inversión, limitando por ende la mayor competencia en generación. Systep alertó sobre estas debilidades en una presentación que realizara en el Congreso Bienal Internacional CIGRE 2009, donde enfatizó la necesidad de considerar adecuadamente las incertidumbres asociadas a dicha expansión¹, y planteó la posibilidad de usar la metodología de expansión denominada “minimización del máximo arrepentimiento”, que permite incorporar el análisis de riesgo de tomar una decisión de expansión para un escenario en particular, cuando en cambio ocurre otro. De esta manera, se desarrolla un plan de expansión de transmisión que permite obtener una solución más robusta que se adapte a diferentes escenarios posibles. Se puede considerar escenarios alternativos que representen distintas tasas de crecimiento de la demanda, distintos planes de inversión en generación, u otras incertidumbres.

Una de las principales mejoras en la determinación del plan de expansión del segundo Estudio de Transmisión Troncal fue la consideración de tres escenarios de expansión de la generación, siendo el caso base el plan de obras de la Comisión Nacional de Energía contenido en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de abril del 2010 y los otros dos propuestos por el Consultor del Estudio. El Consultor utilizó la metodología de minimización del máximo arrepentimiento, que permitió dar mayor fortaleza a las propuestas de expansión, en su reconocimiento de las incertidumbres.

¹ <http://www.systep.cl/documents/Systep%20Cigre2009.pdf>

Por otra parte, este segundo estudio definió la expansión del sistema de transmisión en un horizonte de 15 años, a diferencia de los 10 años utilizados en el primero. Lo anterior permite viabilizar soluciones en un mayor nivel de tensión, necesarias técnicamente, las que en un escenario de corto plazo no resultarían económicamente óptimas. Dicha condición permite entonces que las señales de expansión representen una visión más de largo plazo.

Otro cambio respecto al estudio anterior es que, dando cumplimiento de lo indicado en la Ley, se consideraron sólo líneas de tensión en 220 kV o superior como candidatas a pertenecer al Sistema Troncal, excluyendo de esta forma al sistema de transmisión en 154 kV, instalaciones que, aún cuando pudiesen ser incluidas en el estudio de planificación troncal dado el comportamiento de los flujos por sus líneas, son consideradas como parte del sistema de subtransmisión dado su nivel actual de tensión. La paradoja detrás de este hecho, es que como resultado del estudio anterior, que incluía un cambio de nivel de tensión desde 154 kV a 220 kV, se llevan a cabo en la actualidad trabajos de refuerzos de conductor y de cambio de aislación para operar en 220 kV, y esto último no es necesario a nivel de subtransmisión. Con esto, una vez terminados los trabajos el sistema en cuestión permanecería energizado en 154 kV hasta dilucidar si puede ser considerado como troncal para el siguiente estudio.

No obstante las mejoras incorporadas de un proceso a otro, llama aún la atención los plazos en que las obras recomendadas se pondrían en servicio, ya que la mayoría debería ingresar a partir del 2016 en adelante, es decir, más allá del próximo ETT a realizarse en 2014, agregando incertidumbre al desarrollo del sistema. Lo anterior producto de situaciones ajenas al estudio mismo, que impactan en los plazos requeridos para la puesta en servicio de las obras recomendadas. Dichos problemas se refieren principalmente a los tiempos requeridos para resolver los temas ligados a los permisos ambientales y obtención de servidumbres, actividades que deben estar resueltas antes del inicio de las obras de construcción, y que pueden provocar retrasos importantes. Esta situación evidencia una necesidad urgente por modificar la legislación en estos aspectos de modo de establecer los mecanismos para que la tramitación de servidumbres y los estudios de evaluación ambiental se puedan hacer en tiempos acotados.

Bases de licitación para el suministro eléctrico de clientes regulados: Proceso 2010-1

A fines del año 2010, y mediante la publicación de las Resoluciones Exenta N°684 y N°700, fueron aprobadas las Bases de Licitación de Suministro Eléctrico de las Empresas Concesionarias de Distribución de Chilquinta y Compañía Eléctrica Litoral (RE 684 del 20 de octubre), y de las empresas Chilectra, Eléctrica Municipal de Til Til, Eléctrica de Colina Limitada y Luz Andes Limitada (RE 700 del 26 de octubre de 2010). Con lo anterior, se oficializa el comienzo del cuarto proceso de licitación de suministro para clientes regulados 2010-1.

Bases de Licitación de Suministro Eléctrico de Chilquinta y Compañía Eléctrica Litoral

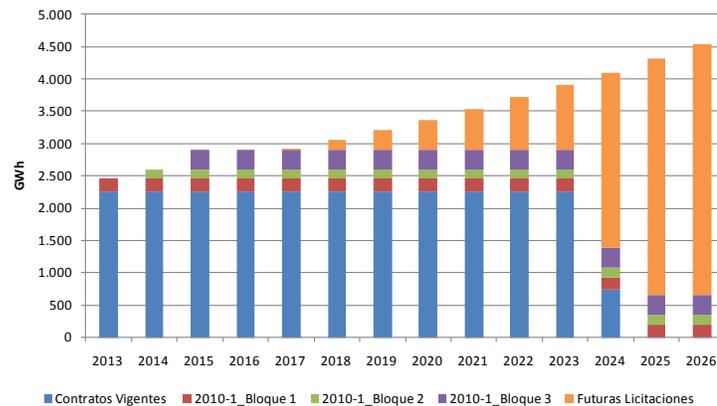
Las bases del proceso correspondiente a las empresas distribuidoras Chilquinta y Litoral considera la licitación de tres bloques de energía para abastecer a sus clientes regulados, con componente base y variable. Cada bloque base estará compuesto de sub-bloques idénticos de 50 GWh al año, donde la componente variable corresponde al 10% de la energía base. Las características de los bloques a licitar y el cronograma del proceso se pueden observar en la siguiente tabla.

Tabla 2: Característica de los bloques a licitar, proceso 2010-1 Chilquinta

	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3
Fecha de adjudicación	24 de marzo de 2011	24 de marzo de 2011	24 de marzo de 2011
Fecha de inicio de suministro	Enero de 2013	Enero de 2014	Enero 2015
Vigencia	14 años	13 años	12 años
Fin de Suministro	Diciembre de 2026	Diciembre de 2026	Diciembre de 2026
Energía Suministrada (base + variable)	220 GWh/año	165 GWh/año	330 GWh/año

Cabe destacar que la licitación corresponde a un único proceso para las dos compañías, donde se le otorga a Chilquinta el mandato para abastecer a Compañía Eléctrica Litoral, de acuerdo a los términos contenidos en las bases respectivas. Dados entonces los requerimientos conjuntos de las respectivas distribuidoras, en la Figura 1 se muestra la información global de las proyecciones de energía agrupada por proceso de licitación para Chilquinta. Se puede observar que la nueva licitación de suministro cubre la totalidad de los requerimientos de la distribuidora hasta el año 2018, año en el cual se espera un nuevo proceso de licitación.

Figura 1: Información global de las proyecciones de energía agrupado por proceso de licitación - Chilquinta



Bases de Licitación de Suministro Eléctrico de Chilectra, Eléctrica Municipal de Til Til, Eléctrica de Colina Limitada y Luz Andes Limitada

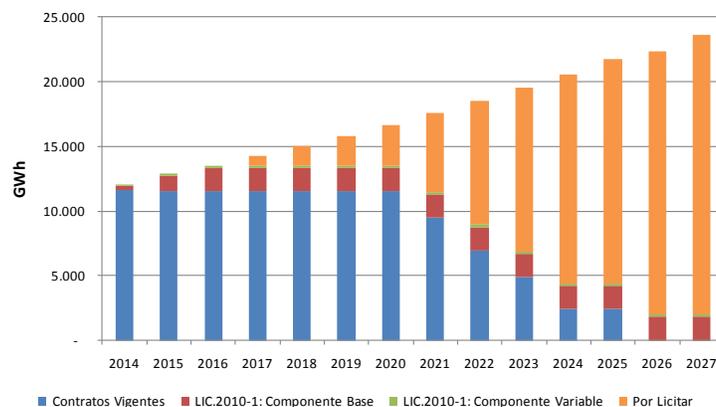
Por su parte, los requerimientos de la distribuidora Chilectra consideran un bloque de energía con componente base y variable dividido en 8 sub-bloques, donde el suministro variable corresponde a un 10% de la energía base. Las características del bloque a licitar y el cronograma del proceso se pueden observar en la siguiente tabla.

Tabla 3: Característica de los bloques a licitar, proceso 2010-1 Chilectra

Bloque 1	
Fecha de adjudicación	24 de marzo de 2011
Fecha de inicio de suministro	Enero de 2014
Vigencia	14 años
Fin de Suministro	Diciembre de 2027
Energía Año 2014 (base + variable)	440 GWh/año
Energía Año 2015 (base + variable)	1.320 GWh/año
Energía Año 2016 -2027 (base + variable)	1.980 GWh/año

Al igual que para el proceso anterior, la licitación corresponde a un único proceso para las cuatro compañías, donde se le otorga a Chilectra el mandato para abastecer a Til Til, Colina y Luz Andes, de acuerdo a los términos contenidos en las bases respectivas. Dados entonces los requerimientos conjuntos de las respectivas distribuidoras, en la Figura 2 se muestra la información global de las proyecciones de energía agrupada por proceso de licitación para Chilectra. Se puede observar que la nueva licitación de suministro cubre la totalidad de los requerimientos de la distribuidora hasta el año 2017, año en el cual se espera un nuevo proceso de licitación.

Figura 2: Información global de las proyecciones de energía agrupado por proceso de licitación - Chilectra



En términos globales, este cuarto proceso de licitación viene a resolver dos importantes problemas que enfrentaron procesos anteriores. El primero de ellos se refiere a que los primeros procesos de licitación fueron concebidos en medio de una crisis de suministro, con el objetivo de tener una respuesta rápida de los generadores que permitiera superar dicha crisis. Tal condición implicó que el período de ofertas fuera muy breve, creando importantes barreras de tiempo para que los interesados preparasen sus propuestas y presentasen alternativas atractivas de suministro, sin enfrentar importantes riesgos. Si bien el proceso fue exitoso en cuanto logró destrabar el proceso de contratación de las distribuidoras y el retorno de las inversiones en generación, se ha cuestionado que la urgencia limitó las posibilidades de mayor competencia y el logro de precios más competitivos de largo plazo². En el marco de esta nueva licitación el proceso se inicia a finales de octubre de 2010, y la fecha de presentación de ofertas es el 24 de marzo de 2011 (en el primer proceso del 2006 transcurrieron menos de dos meses entre el llamado y la recepción de ofertas).

Un segundo problema detectado en los procesos anteriores, dice relación con que la fecha de inicio del suministro de los respectivos contratos resultaba menor que el plazo de construcción para nuevas centrales, agregando riesgos adicionales a los ofertantes y consecuentemente aumentando los precios. Lo anterior queda de manifiesto en la licitación de suministro del 2008, proceso en el cual no se hacía distinción de las energías a licitar “nuevas”, propias del mismo, con remanentes de procesos anteriores, definiendo el inicio del suministro en enero de 2010, menos de dos años después de comenzado el proceso. Tal situación creaba barreras temporales adicionales, incluso para los actores participantes, quienes debían hacer uso sólo de sus activos existentes para respaldar sus ofertas, sin existir espacio para el desarrollo de proyectos nuevos en dicho período de tiempo.

² <http://www.systep.cl/documents/Mocarquer%20Licitaciones,%20un%20camino%20fuera%20de%20la%20escasez.pdf>

Esto se resuelve parcialmente en el caso de la actual licitación de Chilectra³, con un horizonte de inicio de suministro cercano a tres años. Sin embargo, esto puede igual ser insuficiente para que un inversionista nuevo comprometa capital propio y menos levante deuda atractiva, para luego desarrollar el proyecto. La nueva condición que mitiga esto es la existencia de nuevos inversionistas construyendo centrales que pueden no tener esa energía comprometida aun. Idealmente, las licitaciones debieran ser más agresivas en cuanto a anticiparse en mayores plazos a los inicios de suministro.

Finalmente, cabe destacar que las bases correspondientes al proceso 2010-1 indican que los oferentes deberán proponer las fórmulas de indexación a través de un polinomio dependiente de los siguientes índices:

- Diesel
- Fuel Oil N°6
- Carbón
- Petróleo Brent
- CPI (Consumer Price Index)

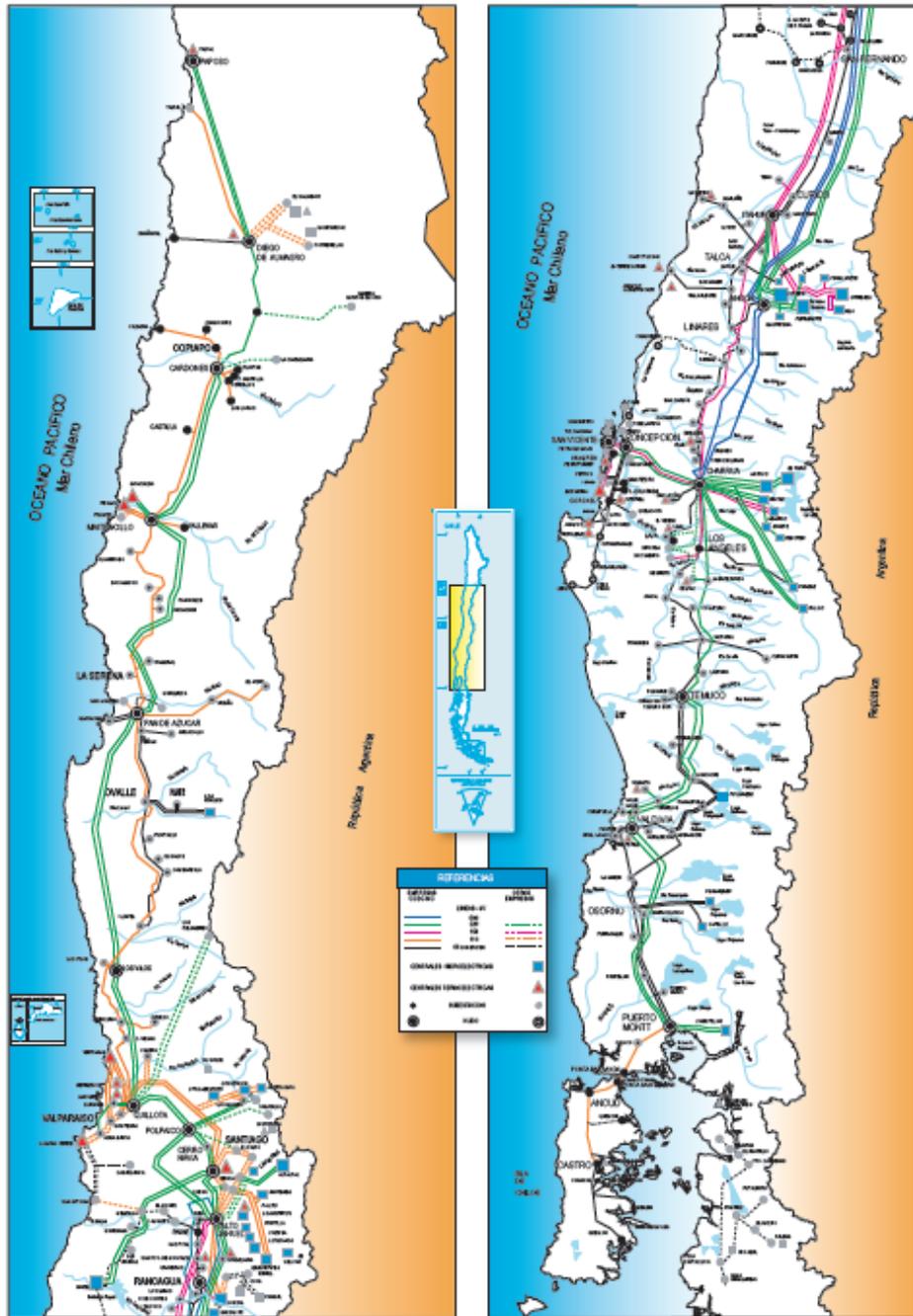
De lo anterior, se puede observar que no ha sido considerado en el proceso ni el GNL ni el costo marginal como señal de actualización de tarifas para clientes regulados. Tampoco se hace diferenciación por horizontes temporales, como ocurrió en el último proceso de licitación del año 2008, situación que ha significado recientemente un alza considerable en las tarifas a clientes regulados.

Independiente de lo anterior, el hecho de no evaluar las indexaciones de los precios de los contratos al momento de la adjudicación de las ofertas es un punto discutible del esquema de licitaciones chileno, pues puede introducir distorsiones que favorezcan una toma de decisiones errada y afecte la eficiencia del mecanismo y por ende las tarifas finales.

Finalmente, cabe destacar que ambos procesos comentados en esta editorial, expansión de la transmisión troncal y licitaciones de distribuidoras, están ligados intrínsecamente y se influyen mutuamente. Las incertidumbres en la disponibilidad de transmisión en el mediano y largo plazo pueden condicionar las ofertas de suministro y afectar los precios ofrecidos, en un rompecabezas que nuestra regulación no resuelve adecuadamente.

³En el caso de Chilquinta el inicio del suministro es a enero del 2013, plazo menor a dos años desde la adjudicación.

SIC Sistema Interconectado Central



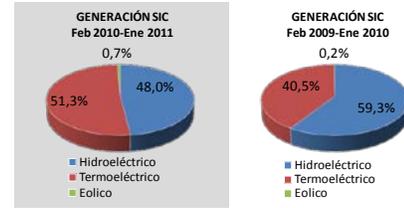
Fuente: CDEC-SIC

Figura 3: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 4: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis de Generación del SIC

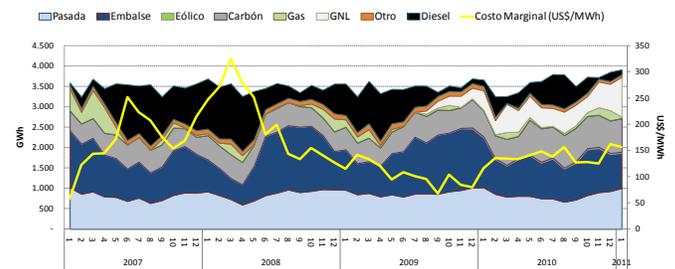
En términos generales, durante el mes de enero de 2011 la generación de energía en el SIC aumentó en un 1,5% respecto a diciembre, con un alza de 6,9% respecto a enero de 2010.

La generación hidroeléctrica tuvo un alza de 1,6% respecto de diciembre, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en 1,6%. De esta forma, un 47,6% de la energía consumida en el SIC durante el mes de enero de 2011 fue abastecida por centrales hidroeléctricas. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol menor en la matriz, con un total de energía generada para el mes de enero de 27,21 GWh, correspondiente al 0,7% del total.

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de enero el aporte de las centrales de embalse al sistema disminuyó en un 4,7% respecto a diciembre, mientras que la generación de las centrales de pasada tuvo un aumento de 7,8% en relación al mismo mes. Por otra parte, la generación a gas natural experimentó una baja en un 84,4%, principalmente por el hecho que la central Nueva Renca de Gener deja de utilizar gas natural para operar con GNL. Por su parte, la generación diesel presenta una disminución de 48,9% (centrales Candelaria 1 y 2, unidades diesel de Colbún, operan con GNL durante gran parte de enero), mientras que la generación a carbón aumentó en un 3,4% y la generación a GNL un 50,8% dadas las dos situaciones anteriores. Se destaca de la Figura 6, que la generación con GNL representa para el mes de enero de 2011 un 25,1% de la matriz de energías del SIC, frente al 3,0% que representa el diesel y el 21,0% del carbón.

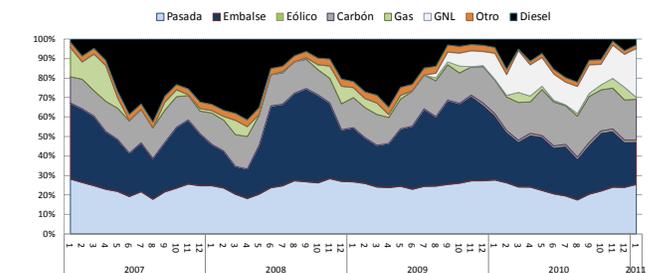
En la Figura 5 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Los costos marginales del SIC durante el mes de enero llegaron a un valor promedio de 157 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 116 US\$/MWh de enero de 2010 representa un alza de 35,3%.

Figura 5: Generación histórica SIC



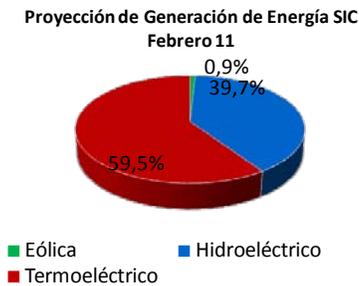
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 6: Generación histórica SIC (%)



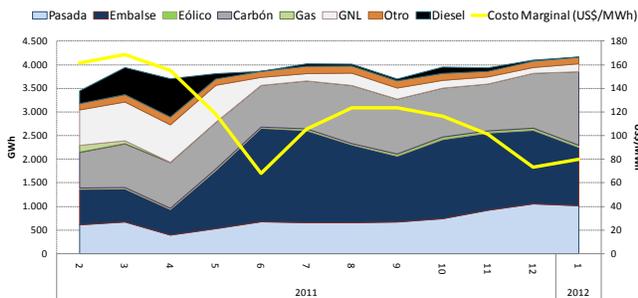
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 7: Proyección de Generación de Energía febrero de 2011



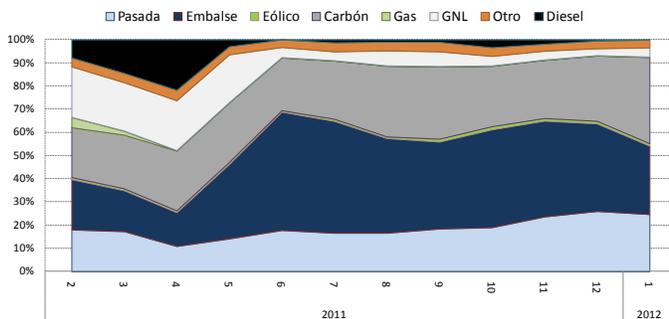
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 8: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 9: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de febrero de 2011, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 40% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas, manteniendo la tendencia de meses anteriores. Dado lo anterior es que no se vislumbra una reducción considerable en los costos marginales en el corto plazo.

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

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

Generación de Energía

Para el mes de enero de 2011, la generación de energía experimentó un alza de 6,9% respecto del mismo mes de 2010, con un aumento de 1,5% respecto diciembre.

Respecto a las expectativas para el año 2011, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 46.457 GWh, lo que comparado con los 43.177 GWh del año 2010 representaría un crecimiento anual para el año 2011 del 7,6%.

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

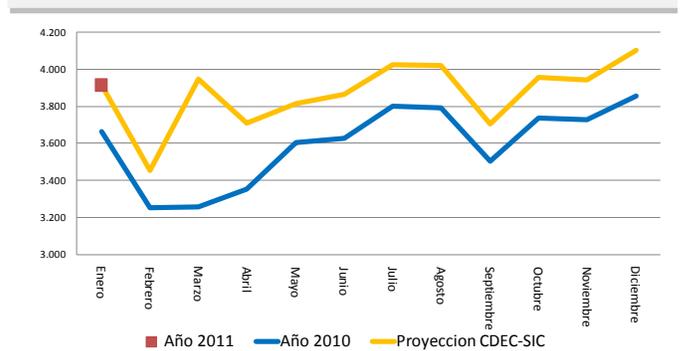
Precio de Nudo de Corto Plazo

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

De esta forma, a partir del seguimiento de las fórmulas de indexación de los precios de nudo derivados de la fijación de abril de 2010, se constata que el día 1 de noviembre de 2010, el precio de nudo de la energía en el SIC alcanzó una variación acumulada al alza, superior al 10%.

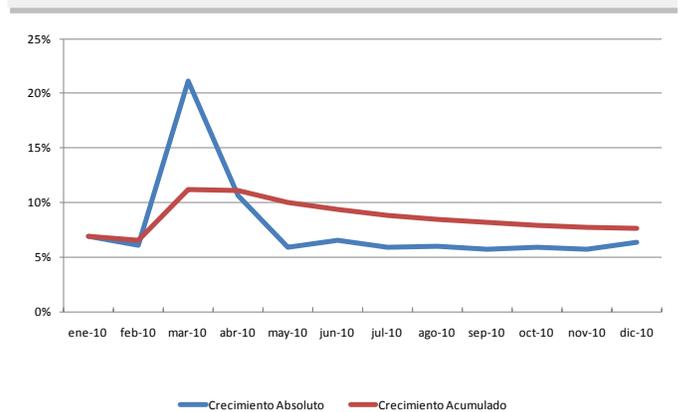
Los valores definidos por la autoridad son: 51,29 \$/kWh y 4.465,71 \$/kW/mes para el precio de la energía y potencia respectivamente en la barra Alto Jahuel 220. Esto resulta un precio monómico de 59,78 \$/kWh. Este valor representa un alza de 8% respecto al valor calculado en la indexación de agosto de 2010 (55,39 \$/kWh para el precio monómico).

Figura 10: Generación histórica de energía (GWh)



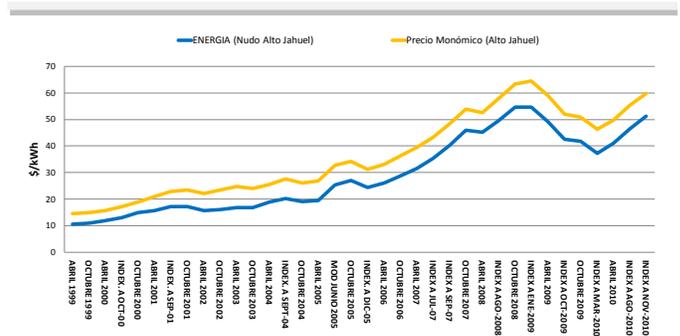
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 11: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 12: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Análisis Precios de Licitación

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

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

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

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

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

La Tabla 4 muestra los precios resultantes por empresa generadora del los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009. (Mayor detalle en Anexo II).

Tabla 4: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a enero 2011)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	90,9	5.419
Campanario	124,1	1.750
Colbún	82,6	6.782
Endesa	72,4	12.825
Guacolda	76,3	900
EMELDA	121,6	200
EPSA	121,6	75
Monte Redondo	121,6	275
Precio Medio de Licitación		82,68

* Precios referidos a Quillota 220

Precio de Nudo de Largo Plazo

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

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

De esta forma, se calculan los reajustes de manera que ningún precio promedio por distribuidora referido a un nodo común sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema. Para el cálculo de los reajustes se tomó Quillota 220 como nodo de referencia. La Tabla 5 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 5: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a enero 2011)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Precio Medio Reajustado	Precio Medio Reajustado	Energía Contratada GWh/año
		(Barra de Suministro) US\$/MWh	(Barra de Quillota) US\$/MWh	
Chilectra	63,60	87,48	71,50	12.000
Chilquinta	108,99	80,52	80,52	2.567
EMEL	83,56	80,52	80,52	2.007
CGE	114,01	85,63	80,52	7.220
SAESA	80,17	79,63	80,52	4.432

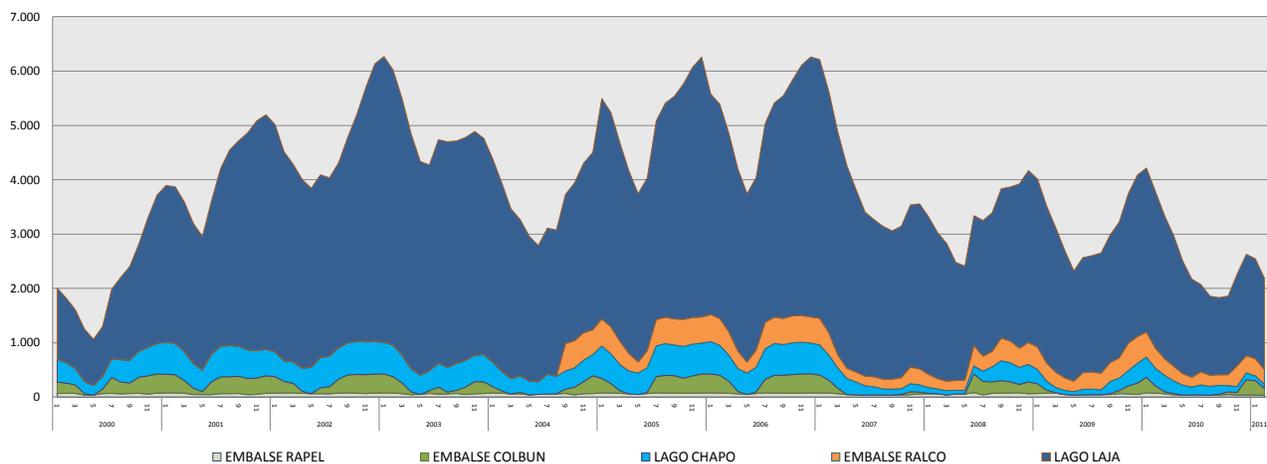
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a enero 2011 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 76,68 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220. La baja del precio de nudo respecto al mes anterior se debe en gran parte a la entrada en vigencia de los contratos por 7.500 GWh/año de Chilectra, correspondientes al segundo proceso de licitación, a partir del 1 de enero de 2011.

Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de febrero de 2011 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 2.191 GWh, lo que representa una baja de 14% respecto a lo registrado a comienzos del mes de enero, y una disminución de 44% respecto a febrero de 2010.

En el caso particular del Lago Laja, único embalse con capacidad de regulación interanual, es importante destacar que la energía acumulada al día de hoy es un -42% menor a la disponible en febrero de 2010.

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



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 6: Comparación energía promedio almacenada mensual para comienzos de mes (GWh)

		Ene 2011	Feb 2011	Feb 2010
EMBALSE	COLBUN	263	128	132
	% de la capacidad máxima	72%	35%	36%
EMBALSE	RAPEL	41	35	74
	% de la capacidad máxima	48%	42%	87%
LAGUNA	LA INVERNADA	14	2	127
	% de la capacidad máxima	10%	2%	97%
LAGO	LAJA	1.836	1.681	2.880
	% de la capacidad máxima	35%	32%	55%
LAGO	CHAPO	91	79	328
	% de la capacidad máxima	14%	12%	52%
EMBALSE	RALCO	317	266	369
	% de la capacidad máxima	63%	53%	73%

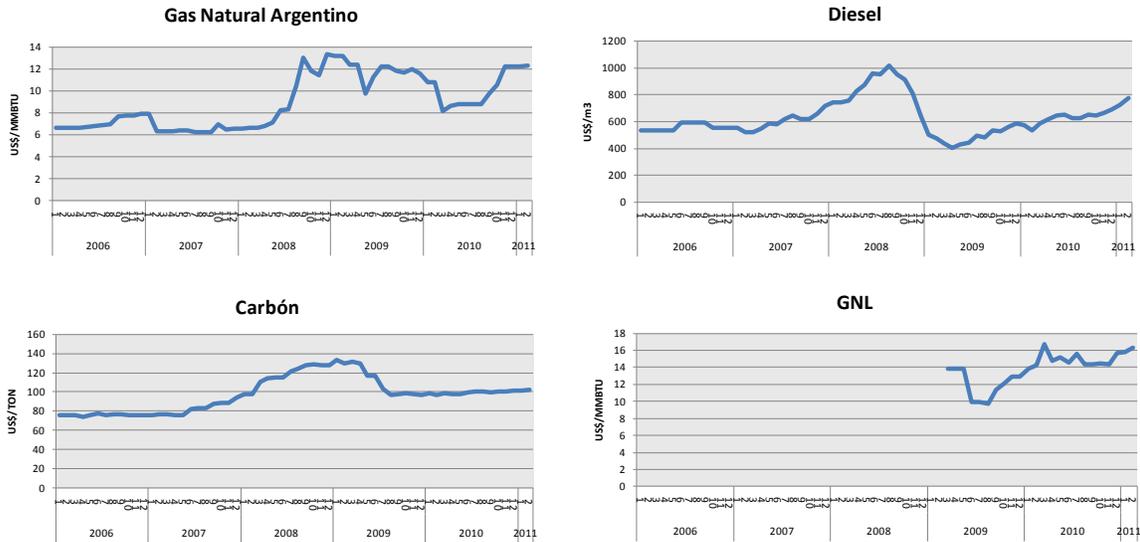
*Valores iniciales para cada mes

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Precios de combustibles

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

Figura 14: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, System

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

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

Los costos marginales del SIC para el mes de enero de 2011 presentan una baja de 3,6% respecto a los registrados en el mes de diciembre, con un aumento de 35,3% respecto a lo observado en enero de 2010.

En la Tabla 8 y Figura 15 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos.

Tabla 7: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

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

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 8: Costos marginales proyectados próximos 12 meses (US\$/MWh)

Año	Mes	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA
		SECA	MEDIA	HUMEDA
2011	2	161,0	161,7	161,7
-	3	166,9	168,8	164,6
-	4	154,5	155,1	155,4
-	5	153,5	118,2	69,9
-	6	176,6	68,2	48,3
-	7	159,9	105,6	65,2
-	8	156,9	123,7	67,0
-	9	149,3	123,6	74,2
-	10	152,2	116,6	66,4
-	11	150,5	101,1	60,6
-	12	150,6	73,3	58,5
2012	1	128,0	79,7	73,2

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

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



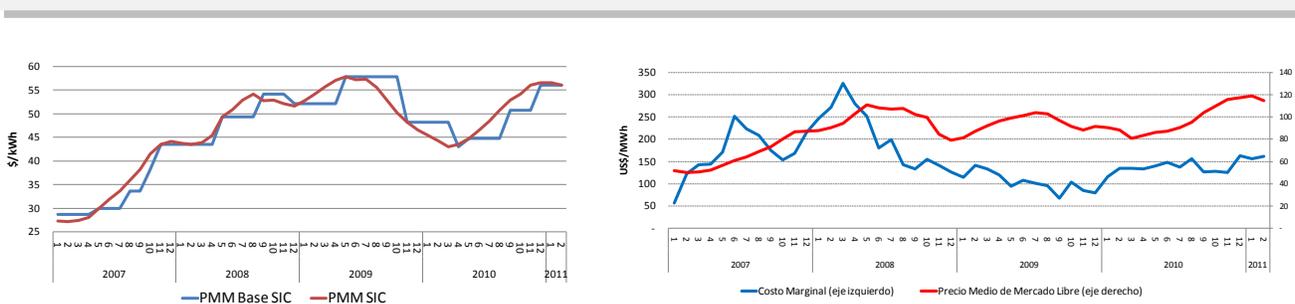
Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Análisis Precio Medio de Mercado

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

El precio medio de mercado vigente a partir del 01 de Febrero de 2011 es de 56,02 \$/kWh, lo que representa una baja de -0,09% respecto al precio definido en la indexación de noviembre de 2010 (56,07 \$/kWh).

Figura 16: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, Systeop

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 9 expone los resultados obtenidos para las principales empresas actualizados al mes de diciembre de 2010.

Tabla 9: Saldo total de cuentas RM88 a diciembre 2010

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	58.741
Gener	29.575
Colbún	44.561
Guacolda	7.041
Pehuenche	8.747

Fuente: CDEC-SIC

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 10 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para el período comprendido entre febrero de 2011 y enero de 2012.

En total se espera la incorporación de 995 MW de potencia. Se destaca que el ingreso de las centrales a carbón Bocamina II de Endesa y Santa María de Colbún se ven retrasadas conforme a lo informado por las empresas propietarias con posterioridad al terremoto del 27 de febrero, esperando el comienzo de sus operaciones para el segundo semestre de 2011. Además, se destaca el ingreso de la central de pasada de Chacayes (111 MW), la que se espera inicie operaciones para oct-11.

Unidades en Mantención

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

- Rapel (U2 por 70 MW): 13 días en febrero.
- Machicura (U1 por 45 MW): 9 días en febrero.
- Machicura (U2 por 45 MW): 9 días en febrero.
- Rapel (U1 por 70 MW): 21 días en febrero y marzo
- Pehuenche (U2 por 275 MW): 1 día en marzo.
- Colbún (U1 por 225 MW): 7 días en marzo.
- Quintero (U1A por 120 MW): 6 días en marzo.
- Antuco (U1 por 160 MW): 79 días en marzo a junio.
- Tal Tal (U1 por 120 MW): 2 días en marzo.
- Pangué (U1 por 225 MW): 5 días en marzo.
- Tal Tal (U2 por 120 MW): 2 días en marzo.
- Pangué (U2 por 225 MW): 5 días en marzo.
- Pehuenche (U1 por 275 MW): 10 día en abril.
- Ralco (U1 por 340 MW): 9 días en abril.
- Pehuenche (U2 por 275 MW): 10 día en abril.
- Ralco (U2 por 340 MW): 9 días en abril.

Tabla 10: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta (MW)
Hidráulicas				
Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay	Pasada	feb-11	6
Guayacan	Energía Coyanco	Pasada	feb-11	10,4
Licán	Candelaria	Pasada	mar-11	17
Chacayes	Pacific Hydro	Pasada	oct-11	111
Térmicas				
Campanario IV CC	Southern Cross	Diesel	feb-11	60
Calle Calle	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	Diesel	feb-11	20
Los Colorados 2	KDM	Biogás	jul-11	9
Bocamina 2	Endesa	Carbón	oct-11	342
Santa María	Colbún	Carbón	ago-11	343
Viñales	Arauco	Cogeneración	nov-11	32
Eólicas				
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		feb-11	20
Biomasa				
Lautaro	Biomasa		feb-11	25
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				995

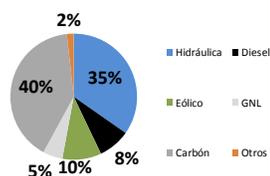
Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 11: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	6.040	8.336
Diesel	1.424	1.077
Eólico	1.731	3.750
GNL	879	527
Carbón	7.010	12.488
Otros	303	592
TOTAL	17.387	26.770
Aprobado	8.726	13.126
En Calificación	8.660	13.644
TOTAL	17.387	26.770

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 17: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, SysteP

Tabla 12: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Proyecto Central Hidroeléctrica Cueno	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	Aprobado	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII

Fuente: SEIA, SysteP

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

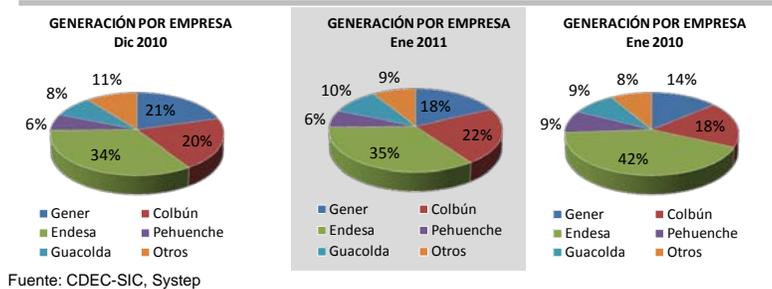
Los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental deben obligatoriamente someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En el caso de las centrales eléctricas, deben someterse a estudio todas aquéllas que superen los 3 MW.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 17.387 MW (8.660 MW en calificación), con una inversión de 26.770 MMUS\$.

Se destaca en este mes la aprobación del proyecto hidroeléctrico Achibueno de Centinela por 135 MW en la séptima región, y el proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoquén de HidroAngol por 19,2 MW en la IX Región.

En la Tabla 12 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo V se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

Figura 18: Energía generada por empresa, mensual



Resumen Empresas

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

Al mes enero de 2011, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 35% de la producción total de energía, seguido de Colbún (22%), Gener (18%), Guacolda (10%) y Pehuenche (6%).

En un análisis por empresa se observa que sólo Gener disminuyó su producción en 9,9% en relación a diciembre. Por su parte Colbún, Endesa, Pehuenche y Guacolda aumentaron su producción para el mismo período en un 9,6%, 3,5%, 1,2% y 21,0% respectivamente.

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

Figura 19: Energía generada por empresa, agregada trimestral

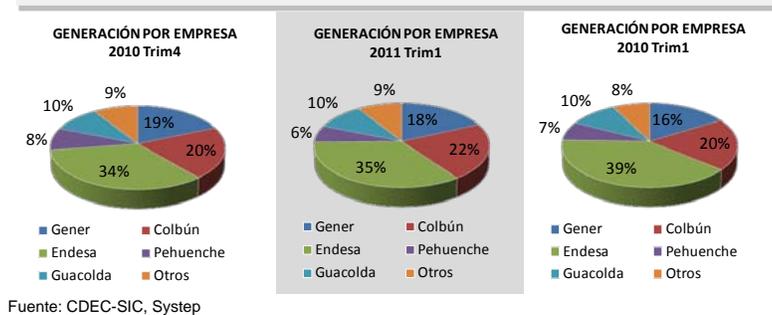
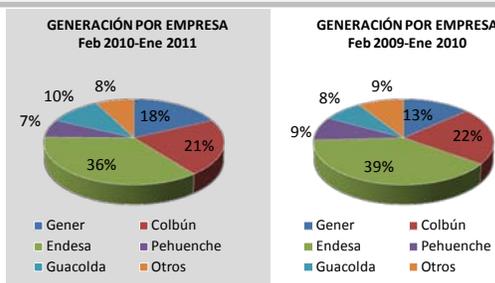


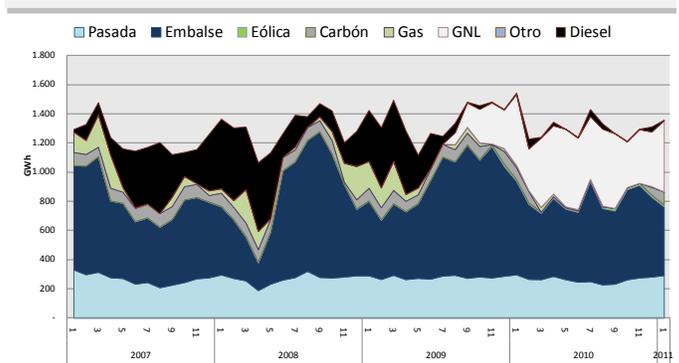
Figura 20: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



ENDESA

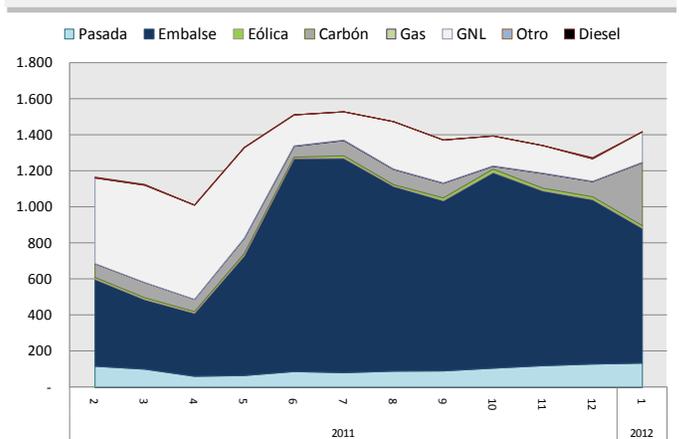
Analizando por fuente de generación, durante el mes de enero la producción utilizando centrales de embalse exhibe una disminución de 13,8% respecto al mes de diciembre, con una baja de 26,5% en relación a enero de 2010. Dicha situación se produce principalmente por la fuerte sequía que afecta a la zona centro sur del país. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presenta un aumento de 3,7% respecto a diciembre, con una caída de 1,6% respecto a enero de 2010. La generación diesel presenta una disminución de 86,9% respecto al mes de diciembre, con una baja del 55,8% respecto a enero del año anterior. Tal situación se debe principalmente a la disminución de la producción de las unidades Tal Tal 1 y 2. Respecto a la generación a carbón, se destaca que el nivel de generación de la central Bocamina alcanza niveles de operación similares a lo que ocurría con anterioridad al terremoto de febrero de 2010, fecha a partir de la cual se encontraba fuera de servicio hasta mediados de diciembre pasado. Finalmente, el aporte de las centrales a GNL presenta una alza de 30,2% respecto a diciembre, con un alza del 0,4% respecto a enero de 2010.

Figura 21: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 22: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 13: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Dic 2010	Ene 2011	Ene 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	281	292	297	3,7%	-1,6%
Embalse	547	471	641	-13,8%	-26,5%
Gas	5	0	16	-100,0%	-100,0%
GNL	375	488	486	30,2%	0,4%
Carbón	56	90	81	62,0%	10,8%
Diésel	34	4	10	-86,9%	-55,8%
Eólico	13	12	13	-7,0%	-4,1%
Total	1.311	1.358	1.544		

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Feb 2010-Ene 2011	Feb 2009-Ene 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.147	3.358	-6,3%
Embalse	6.453	8.142	-20,7%
Gas	88	563	-84,4%
GNL	5.257	1.511	247,8%
Carbón	225	903	-75,1%
Diesel	234	1.904	-87,7%
Eólico	150	67	124,1%
Total	15.554	16.448	

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 15: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2010 Trím4	2011 Trím1	2010 Trím1	Var. Trím Anual	Var. Trím Anterior
Pasada	820	292	826	-64,6%	-64,4%
Embalse	1.800	471	1.610	-70,7%	-73,8%
Gas	6	0	56	-100,0%	-100,0%
GNL	1.055	488	1.246	-60,9%	-53,8%
Carbón	56	90	160	-43,8%	62,0%
Diesel	40	4	83	-94,6%	-88,8%
Eólico	43	12	30	-59,0%	-71,3%
Total	3.819	1.358	4.013		

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

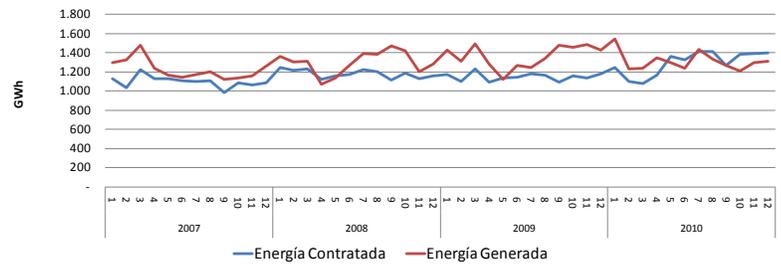
La generación real de energía para Endesa durante diciembre de 2010 fue de 1.311 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.395 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot por su carácter de deficitario

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

Transferencias de Energía

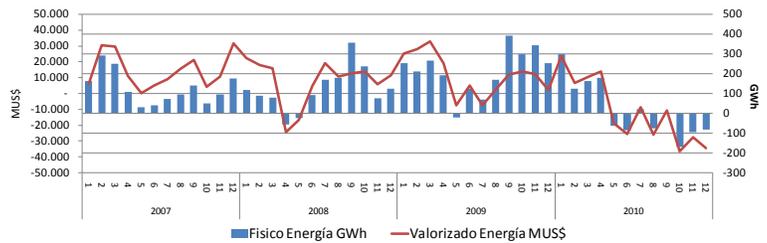
Durante el mes de diciembre de 2010 las transferencias de energía de Endesa ascienden a -83,5 GWh, las que son valorizadas en -34,43 MMUS\$. En la Figura 24 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.¹

Figura 23: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 24: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, System

¹ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

GENER

Analizando por fuente de generación, durante el mes de enero la producción utilizando centrales a carbón exhibe una baja de 18,1% respecto al mes de diciembre, con un aumento de 53,4% en relación a enero de 2010. Tal situación se produce por la baja en cerca de un 50% de la producción de la central Ventanas 2. La generación en base a centrales de pasada muestra un alza de 11,1% respecto a diciembre, con una disminución de 18,3% en relación a enero del año 2010. Por su parte, las centrales diesel presentan una baja de 56,4% respecto al mes recién pasado, dada la operación de la central Nueva Renca con GNL. Respecto a la generación con gas, se presenta una reducción en su generación de un 83,7% respecto a diciembre, dado el funcionamiento de la central Nueva Renca operando con GNL en desmedro de gas natural.

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

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

Tabla 16: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Dic 2010	Ene 2011	Ene 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	134	149	182	11,1%	-18,3%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	215	35	0	-83,7%	0,0%
GNL	0	172	0	0,0%	0,0%
Carbón	417	341	223	-18,1%	53,4%
Diesel	16	7	90	-56,4%	-92,1%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	9	9	10	-0,3%	-8,7%
Total	791	713	505		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN GENER			
	Feb 2010-Ene 2011	Feb 2009-Ene 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.392	1.475	-5,6%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	827	23	3481,3%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	4.268	2.677	59,4%
Diesel	1.328	1.296	2,5%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	95	112	-14,6%
Total	7.911	5.582	

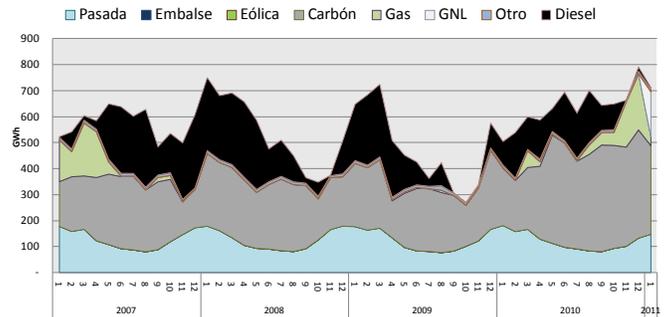
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 18: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2010 Trim4	2011 Trim1	2010 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	331	149	508	-70,7%	-55,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	439	35	65	-45,8%	-92,0%
GNL	0	172	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.196	341	659	-48,2%	-71,5%
Diesel	117	7	391	-98,2%	-93,9%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	23	9	22	-59,6%	-60,6%
Total	2.105	713	1.645		

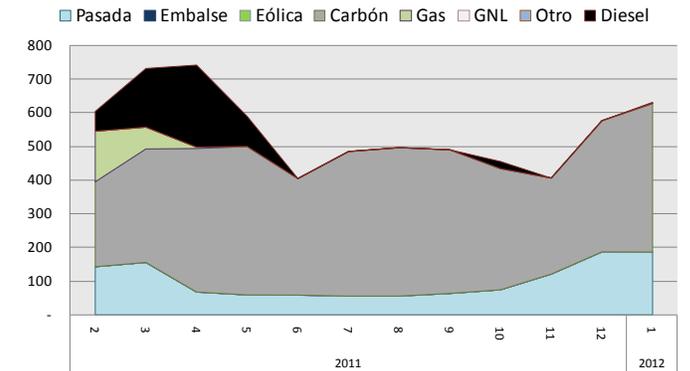
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 25: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 26: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

GENER

Generación Histórica vs Contratos

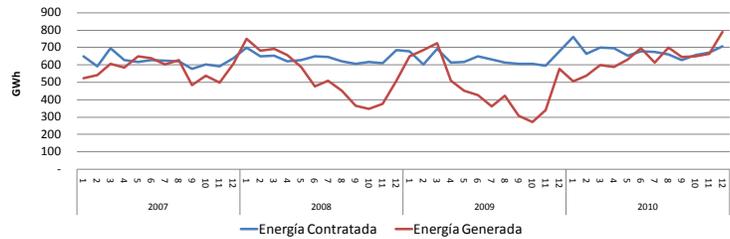
La generación real de energía para Gener durante diciembre de 2010 fue de 791 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 706 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

Transferencias de Energía

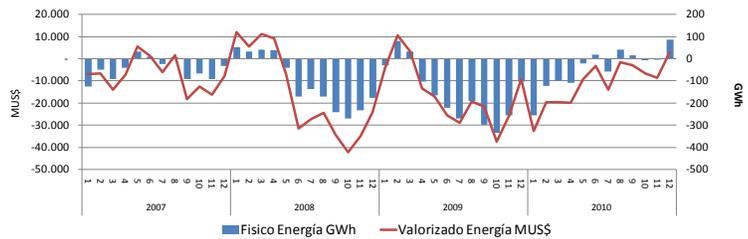
Durante el mes de diciembre de 2010 las transferencias de energía de Gener ascienden a 85,3 GWh, las que son valorizadas en 2,99 MUS\$. En la Figura 28 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.²

Figura 27: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 28: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, durante el mes de enero, la producción de las centrales de embalse exhibe una alza de 20,3% respecto al mes de diciembre, con una reducción de 32,6% en relación a enero de 2010. Tal situación se debe por el aumento de la producción de la central Colbún durante este mes. La generación de centrales diesel presenta una baja de 53,2% respecto a diciembre, con una disminución de 30,9% respecto a enero de 2010. Tal situación se debe principalmente al hecho de que las centrales Candelaria 1 y 2 operan con GNL durante gran parte del mes. Las centrales de pasada, por su parte, presentan un aumento en su aporte de un 20,6% respecto a diciembre, y un alza de 2,3% respecto a enero de 2010. Se destaca la generación con GNL durante mes de diciembre, la cual asciende a 323 GWh, fruto de la producción de las unidades Nehuenco I y II, además de Candelaria 1 y 2, un 16,6% más que el mes anterior.

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

Tabla 19: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Dic 2010	Ene 2011	Ene 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	216	260	255	20,6%	2,3%
Embalse	198	238	353	20,3%	-32,6%
Gas	17	0	2	-100,0%	-100,0%
GNL	277	323	0	16,6%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	72	34	49	-53,2%	-30,9%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	781	855	659		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN COLBUN			
	Feb 2010-Ene 2011	Feb 2009-Ene 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.501	2.939	-14,9%
Embalse	2.550	3.243	-21,4%
Gas	296	180	64,5%
GNL	1.270	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	2.586	2.648	-2,3%
Eólico	0	0	0,0%
Total	9.203	9.010	

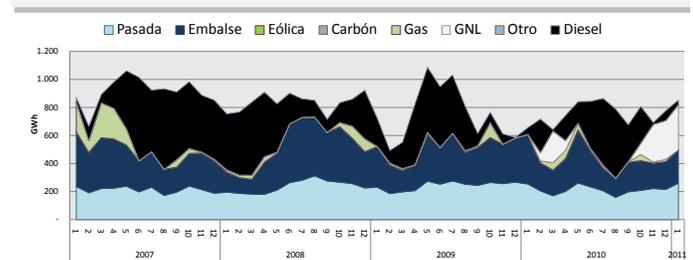
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 21: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2010 Trim4	2011 Trim1	2010 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	647	260	631	-58,7%	-59,8%
Embalse	590	238	735	-67,6%	-59,7%
Gas	72	0	71	-100,0%	-100,0%
GNL	626	323	285	13,5%	-48,4%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	350	34	301	-88,8%	-90,3%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.285	855	2.023		

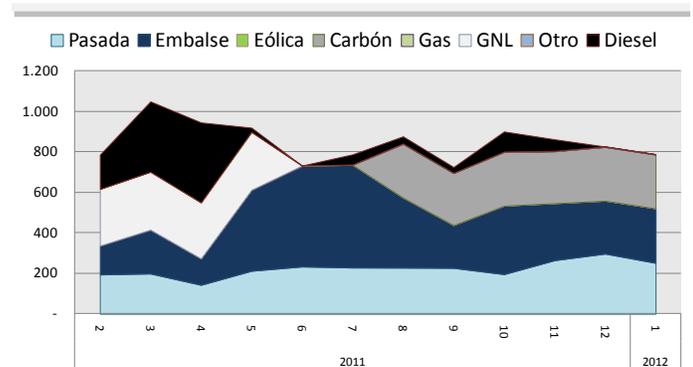
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 29: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 30: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

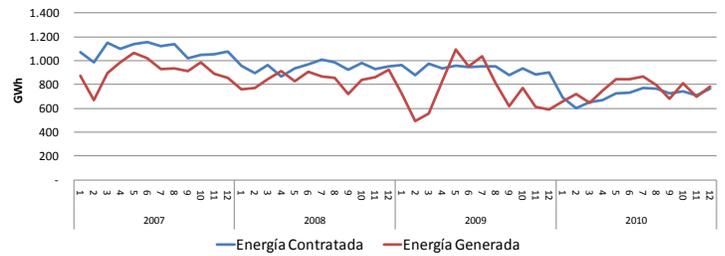
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante diciembre de 2010 fue de 781 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 766 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

Figura 31: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

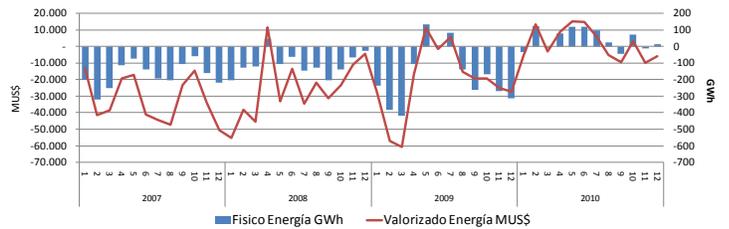


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Transferencias de Energía

Durante el mes de diciembre de 2010, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 14,8 GWh, las que son valorizadas en -5,82 MMUS\$. En la Figura 32 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.³

Figura 32: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GUACOLDA

Durante el mes de enero, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe un alza de 21,0% respecto al mes de diciembre, con una subida de 18,7% en relación a enero de 2010.

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

Tabla 22: Generación Guacolda, mensual (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA					
	Dic 2010	Ene 2011	Ene 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	322	390	328	21,0%	18,7%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	322	390	328		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN GUACOLDA			
	Feb 2010-Ene 2011	Feb 2009-Ene 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	0	0	0,0%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	4.477	3.317	35,0%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	4.477	3.317	

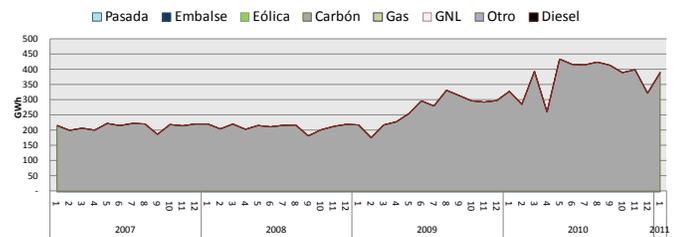
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 24: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA					
	2010 Trim4	2011 Trim1	2010 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.111	390	1.008	-61,3%	-64,9%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.111	390	1.008		

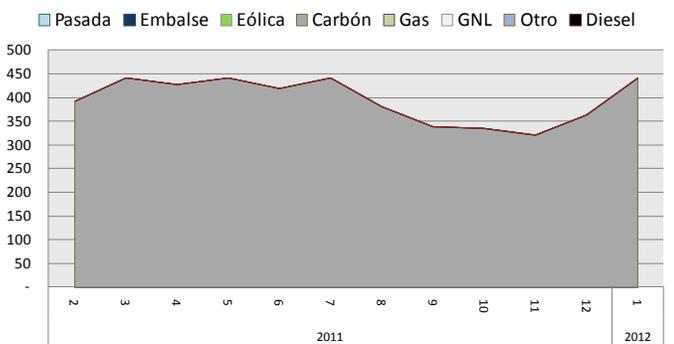
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 33: Generación histórica Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 34: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

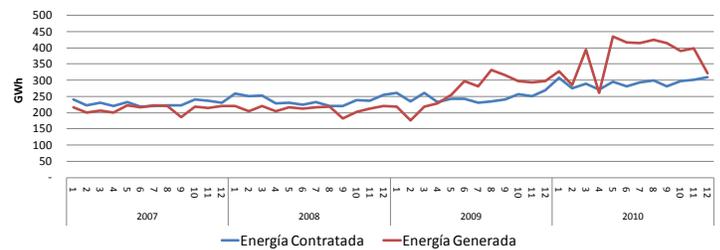
La generación real de energía para Guacolda durante diciembre de fue de 322 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 310 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

Transferencias de Energía

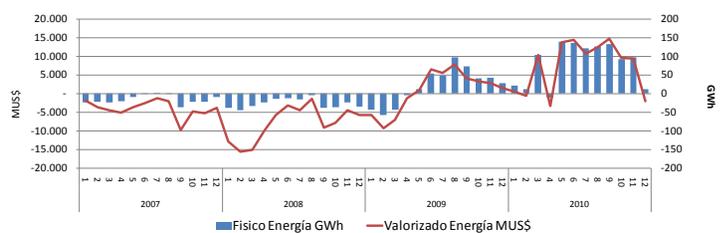
Durante el mes de diciembre de 2010, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a 12,3 GWh, las que son valorizadas en -2,07 MMUS\$. En la Figura 37 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁴

Figura 35: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 36: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

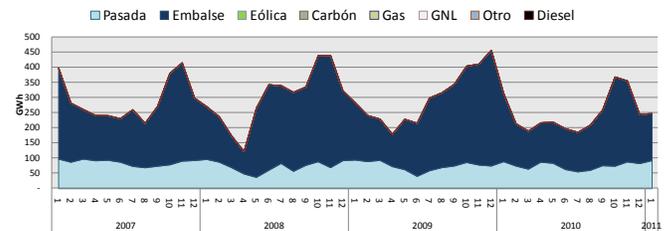
⁴ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

PEHUENCHE

Durante el mes de enero, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de 4,2% respecto al mes de diciembre, con una baja de 30,9% en relación a enero de 2010. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra un aumento de 11,9% respecto a diciembre, con un alza de 3,9% en relación a enero de 2010.

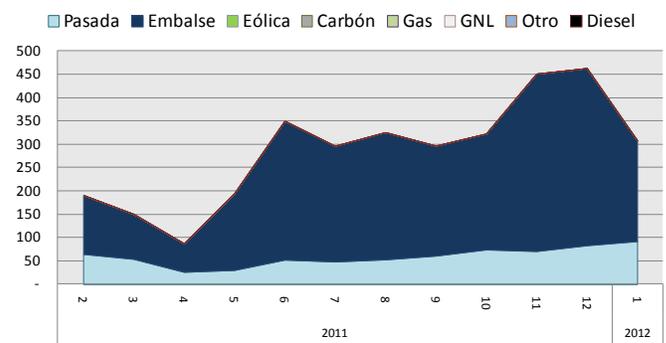
En la Figura 39 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 38: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 39: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 25: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Dic 2010	Ene 2011	Ene 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	82	92	88	11,9%	3,9%
Embalse	163	156	226	-4,2%	-30,9%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	245	248	315		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 26: Generación Pehuenche, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Feb 2010-Ene 2011	Feb 2009-Ene 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	885	883	0,3%
Embalse	2.028	2.765	-26,7%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	2.914	3.648	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 27: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2010 Trim4	2011 Trim1	2010 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	243	92	226	-59,3%	-62,2%
Embalse	728	156	493	-68,3%	-78,5%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	971	248	720		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

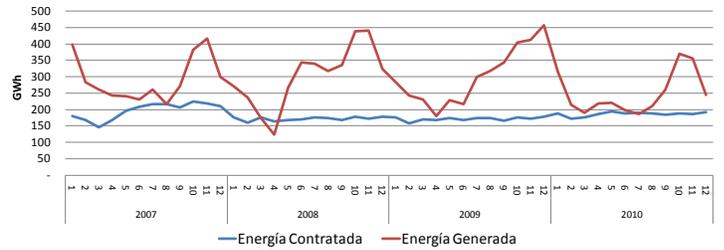
La generación real de energía para Pehuenche durante diciembre de 2010 fue de 245 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 192 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

Transferencias de Energía

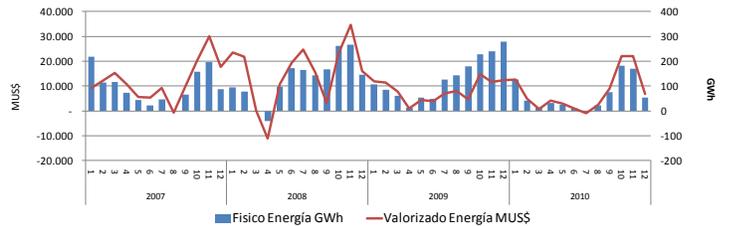
Durante el mes de diciembre de 2010 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 53,1 GWh, las que son valorizadas en 6,79 MMUS\$. En la Figura 41 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁵

Figura 40: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

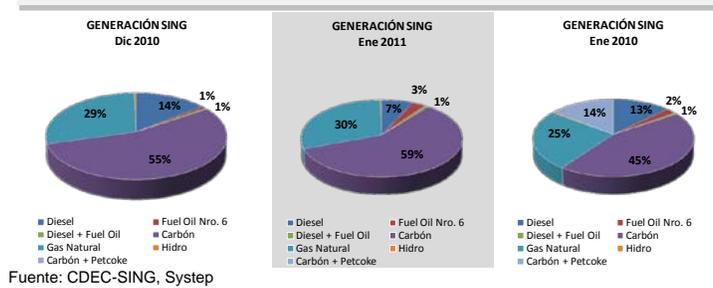
Figura 41: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

⁵ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

Figura 42: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de enero de 2011 la generación de energía en el SING disminuyó en un 5,7% respecto a diciembre, con un aumento de 6,0% respecto a enero de 2010.

Se observa que la generación diesel disminuyó en un 52,4% con respecto a diciembre, mientras que la generación a carbón aumentó en un 0,6%. La generación con gas natural disminuyó en un 1,1% respecto al mes pasado.

En la Figura 43 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2007. Se observa que en el pasado ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Durante el mes de enero del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 103 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa una disminución de 16% respecto al mes anterior.

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

Figura 43: Generación histórica SING (GWh)

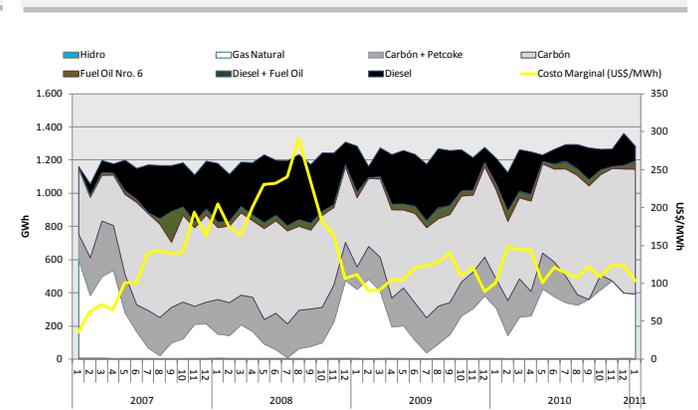


Figura 44: Generación histórica SING (%)

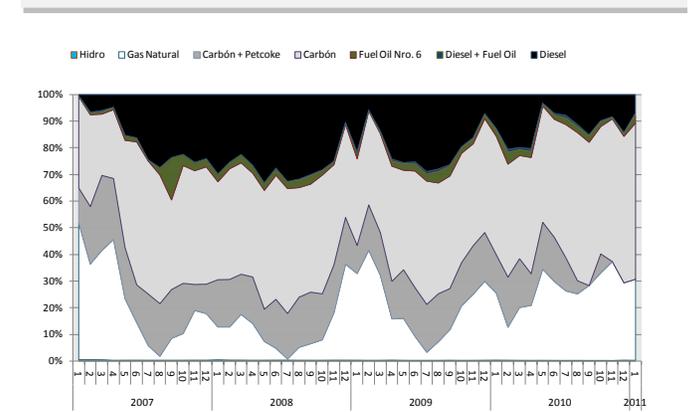
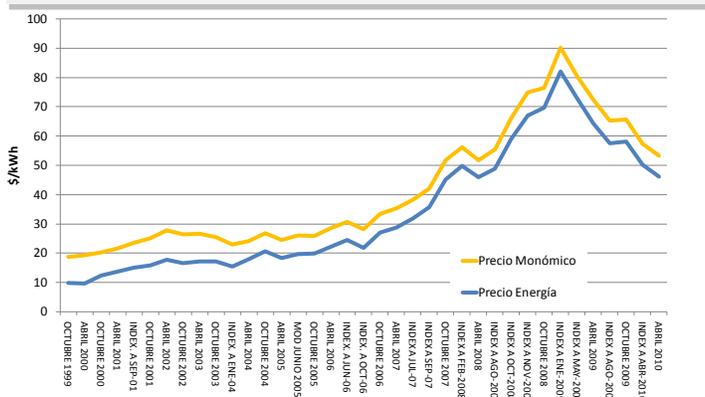
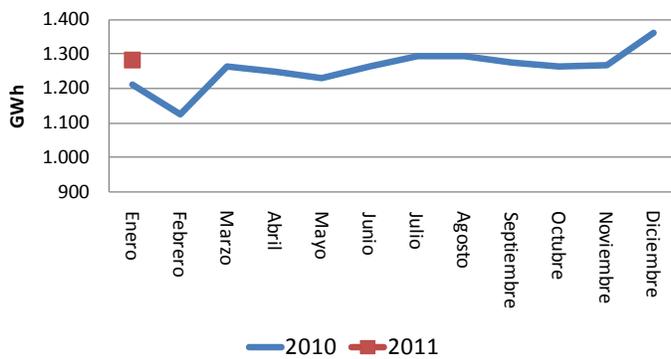


Figura 45: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Syste

Figura 46: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Syste

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

El día viernes 2 de julio fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en abril de 2010, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de mayo de 2010.

Los valores definidos por la autoridad son: 46,111 \$/kWh y 4.520,17 \$/kW/mes para el precio de la energía y el precio de la potencia en la barra Crucero 220, respectivamente, resultando un precio monómico de 53,33 \$/kWh. Este valor representa una disminución de 7% respecto a la última indexación del precio de nudo de octubre de 2009, realizada en el mes de abril de 2010.

Generación de Energía

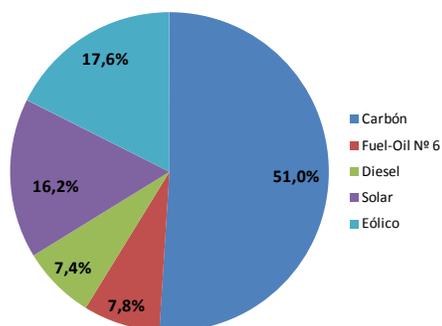
En el mes de enero, la generación real del sistema fue de 1.284 GWh. Esto representa un aumento de 6,0% con respecto al mismo mes del 2010.

Tabla 28: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.420	2.750
Fuel-Oil Nº 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	452	1.484
Eólico	489	1.217
TOTAL	2.784	6.093
Aprobado	2.240	4.539
En Calificación	544	1.554
TOTAL	2.784	6.093

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 47: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, SysteP

Tabla 29: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoelectrónica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Parque Fotovoltaico Atacama Solar	ATACAMA SOLAR S.A.	250	773	02-02-2011	En Calificación	Solar	Base	I
Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	En Calificación	Carbón	Base	I
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	Aprobado	Eólico	Base	II
Complejo Solar FV Pica	Element Power Chile S.A.	90	288,0	09-11-2010	En Calificación	Solar	Base	I
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 Nº 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 Nº 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Planta Fotovoltaica Salar de Huasco	Element Power Chile S.A.	30	96	29-11-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica Lagunas	Element Power Chile S.A.	30	96	22-11-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3 S.A.	16,6	71	21-12-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 1	Pozo Almonte Solar 1 S.A.	9,3	40	21-12-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon Iñaki Segovia De Celaya	9	40	01-03-2010	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CALAMA SOLAR 1 S.A.	9	40	01-09-2009	Aprobado	Solar	Base	II
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spence S.A.	9	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza	Compañía Minera Quebrada Blanca	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	7,8	40	21-12-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, SysteP

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

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

Destaca en este mes el ingreso a evaluación del Parque Fotovoltaico Atacama Solar en la I Región, con una capacidad instalada de 250 MW por una inversión de MMUS\$ 773.

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 30). 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 30: Precios de Licitación (precios indexados a enero de 2011)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Oct-10	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	91,76	2012

Precios de combustibles

En la Figura 48 se muestran los precios del gas natural argentino, diesel y carbón, obtenidos del resumen de precios de combustibles publicado por el CDEC-SING, calculados como el promedio de los precios informados por las empresas para sus distintas unidades de generación durante el mes anterior.

Figura 48: Valores informados por las Empresas

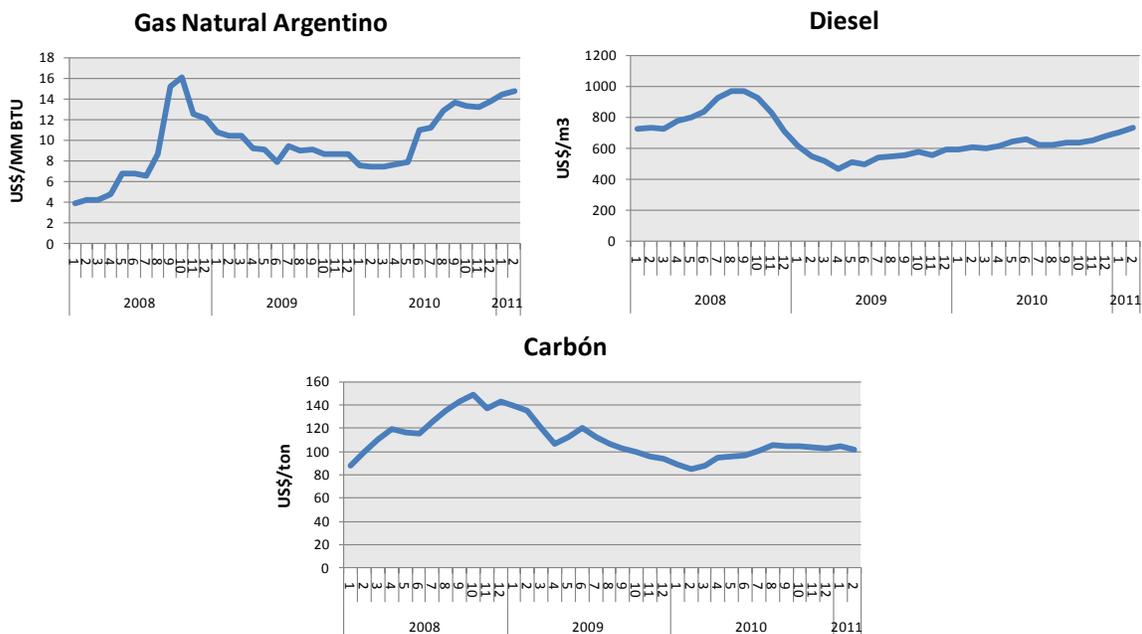


Tabla 31: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2008	2009	2010	2011
Enero	204	112	101	103
Febrero	174	90	148	-
Marzo	164	92	144	-
Abril	201	105	144	-
Mayo	230	105	101	-
Junio	232	120	121	-
Julio	241	123	114	-
Agosto	291	127	108	-
Septiembre	236	140	122	-
Octubre	181	110	109	-
Noviembre	164	121	124	-
Diciembre	106	89	123	-

Fuente: CDEC-SING, Syste

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

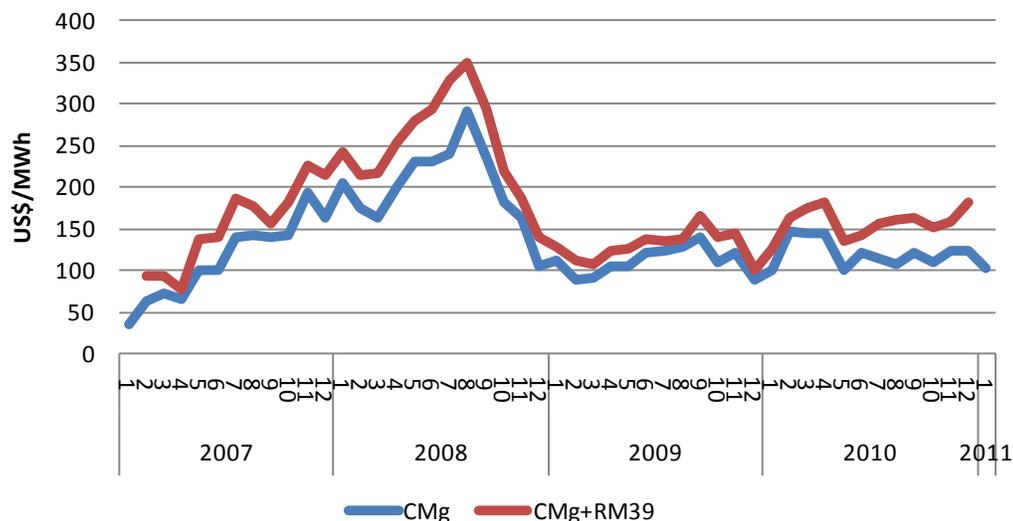
Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 2008 aumentaron los costos marginales significativamente. Posteriormente, esta tendencia se revirtió debido a la baja en el precio del petróleo diesel, no obstante se mantienen valores altos en comparación con años anteriores a la crisis del gas natural. Para el mes de enero, el costo marginal fue de 103 US\$/MWh, lo que representa un aumento de 2,7% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 16,0% respecto al mes de diciembre de 2010.

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

La Figura 49 muestra la evolución del costo marginal en la barra de Crucero 220, incluyendo el valor de la RM39 con datos disponibles a partir de febrero de 2007 y hasta el mes de diciembre de 2010, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de diciembre. 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 diciembre, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 59,4 US\$/MWh.

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



Fuente: CDEC-SING, Syste

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 01 de febrero de 2011 es de 62,413 \$/kWh, que representa un alza de 1,73% respecto al Precio Medio Base (61,683 \$/kWh) definido en la fijación de abril de 2010.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 32 muestra las obras de generación en construcción, según datos entregados por la CNE en el informe preliminar de precio nudo del mes de octubre de 2010, junto con actualizaciones del CDEC.

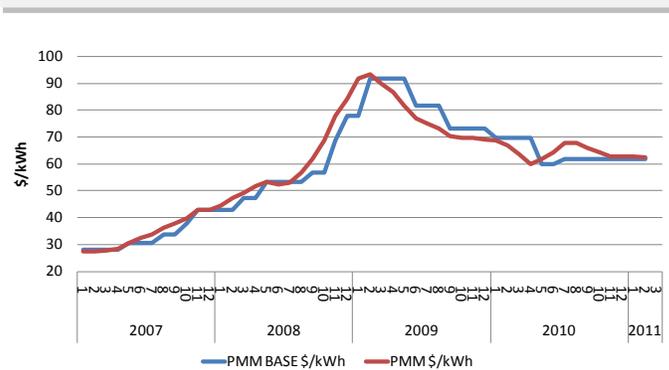
En total se incorporarán 395 MW de potencia entre tres unidades a carbón, las que entrarán en funcionamiento en un horizonte de 2 años. Destaca en los últimos meses la operación en fase de pruebas de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW) y la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), que operan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

Unidades en Mantención

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

- NTO2 (Norgener): 141 MW en marzo y abril.
- TG1 (Tocopilla): 25 MW en abril.
- U12 (Tocopilla): 85 MW en febrero y marzo.
- TG2A (Atacama): 130 MW febrero y marzo.

Figura 50: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, SysteP

Tabla 32: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Max.	Potencia Neta
Térmicas				
HORNITOS	Suez Energy Andino S.A.	Carbón	Abr-11	165
ANGAMOS II	AES Gener	Carbón	Oct-11	230
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				395

Fuente: CNE, CDEC-SING

Resumen Empresas

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

Al mes de enero de 2011, el actor más importante del mercado es Electroandina, con un 24% de la producción total de energía, seguido por E-CL y GasAtacama, con un 23% y 18%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que AES Gener, E-CL, aumentaron su producción en un 221,3%, 42,2% y 14,6%, respectivamente, en relación a diciembre de 2010. Por su parte, Electroandina, GasAtacama y Norgener vieron para el mismo período disminuida su producción en un 35,3%, 31,7% y 0,9%, respectivamente. En la Figura 51 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 52 se presentan las transferencias de energía de las empresas en diciembre de 2010. Se observa que el mayor cambio con respecto al mes anterior se da en Celta, Norgener y GasAtacama. Mientras las dos primeras cambiaron su condición de excedentaria a deficitaria, GasAtacama cambió su condición de deficitaria a excedentaria respecto al mes anterior.

Figura 51: Energía generada por empresa, mensual

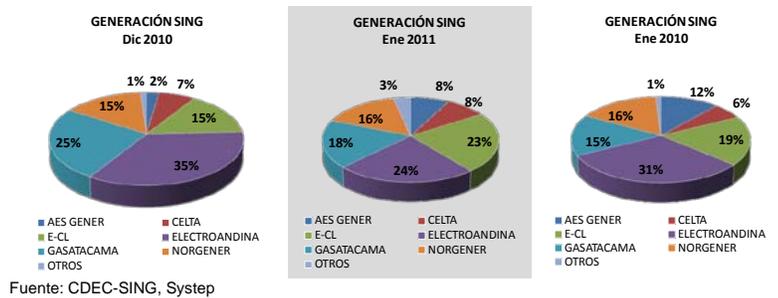
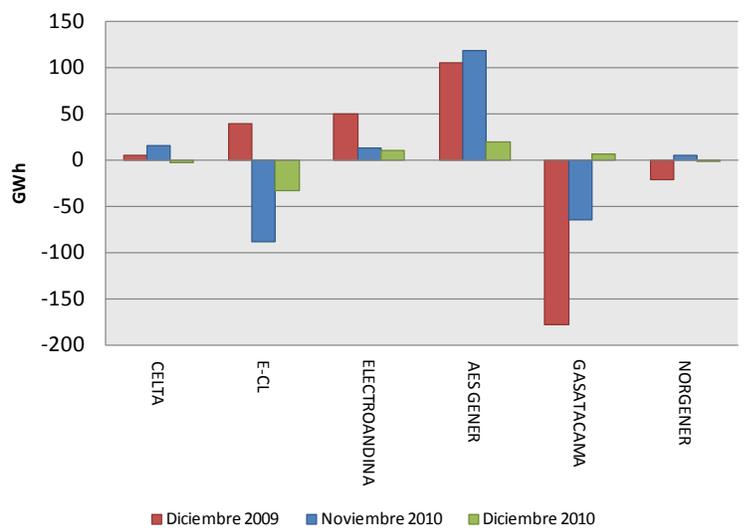


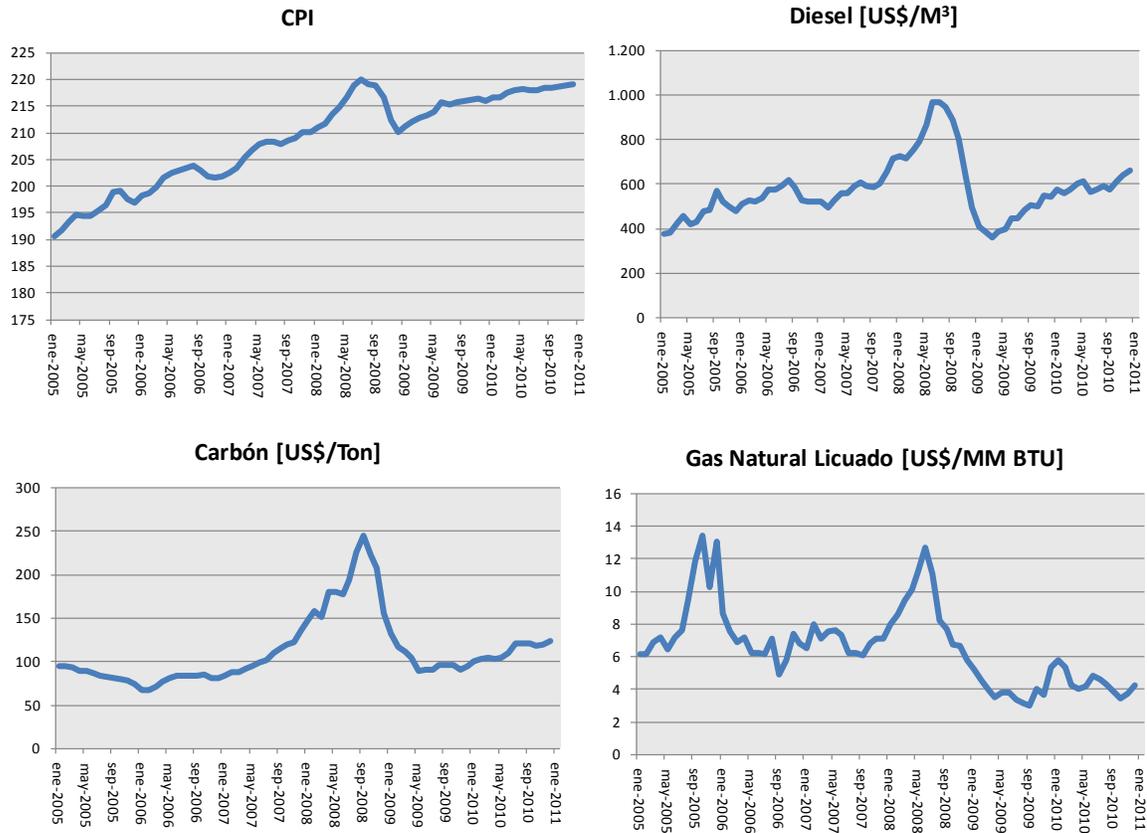
Figura 52: Transferencias de energía por empresa, mensual



ANEXOS

Índice Precio de Combustibles

Figura I-I: Índice Precio de Combustibles



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

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Ene-11 Barra Suministro	Indexado Ene-11 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	82,8	82,1	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	82,4	81,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	82,6	82,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	130,2	130,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	130,2	130,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	130,2	130,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	130,2	130,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	130,2	130,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	130,2	130,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	130,2	130,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	130,2	130,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	130,2	130,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	130,2	130,2	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	107,9	107,9	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	96,1	96,1	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	69,5	68,1	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	130,2	121,6	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	130,2	126,7	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	130,2	126,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	82,7	81,6	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	130,2	121,6	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,2	121,6	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,2	121,6	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,2	121,6	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,2	121,6	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,2	121,6	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,2	121,6	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,2	121,6	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	78,9	81,2	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	80,4	82,7	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	61,9	60,6	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	61,5	60,3	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	61,2	59,9	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	130,2	121,6	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	130,2	121,6	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	130,2	121,6	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	130,2	121,6	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	130,2	121,6	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	57,8	57,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	65,2	64,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	130,2	121,6	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	57,4	57,0	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	57,7	57,3	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	57,5	57,5	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	56,5	56,5	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	130,2	130,2	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	62,6	62,6	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	53,0	54,5	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	55,6	54,5	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	55,6	54,5	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	130,2	121,6	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	130,2	121,6	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	130,2	121,6	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	130,2	121,6	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	130,2	121,6	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	76,9	76,3	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	130,2	121,6	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	130,2	121,6	2010

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

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

Fuente: SysteP

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

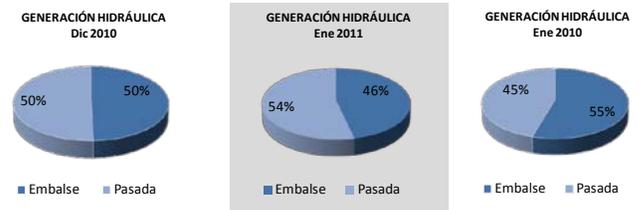
La generación en el SIC en el mes de enero, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un -16,7% respecto al mismo mes del año anterior, de un 1,6% en comparación al mes recién pasado, y de un -15,9% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -29,1% respecto al mismo mes del año anterior, de un -4,7% en comparación al mes recién pasado, y de un -21,8% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -1,9% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 7,8% en comparación al mes recién pasado, y de un -8,0% en relación a los últimos 12 meses.

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

GENERACION HIDRÁULICA			
	Dic 2010	Ene 2011	Ene 2010
Embalse	908	866	1.220
Pasada	926	998	1.018
Total	1.834	1.864	2.238



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

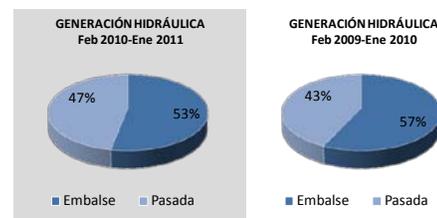
GENERACION HIDRÁULICA			
	2010 Trim4	2011 Trim1	2010 Trim1
Embalse	3.118	866	2.839
Pasada	2.647	998	2.662
Total	5.765	1.864	5.501



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACION HIDRÁULICA		
	Feb 2010-Ene 2011	Feb 2009-Ene 2010
Embalse	11.064	14.150
Pasada	9.780	10.634
Total	20.844	24.784

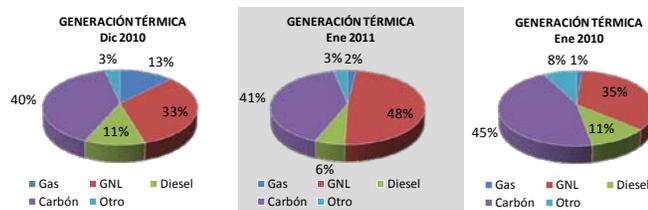


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

ANEXO III

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

GENERACION TÉRMICA			
	Dic 2010	Ene 2011	Ene 2010
Gas	251	39	18
GNL	652	982	486
Diesel	228	117	154
Carbón	794	821	632
Otro	69	66	107
Total	1.993	2.025	1.397



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

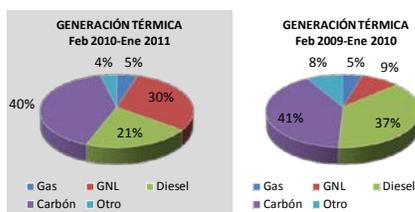
GENERACION TÉRMICA			
	2010 Trím4	2011 Trím1	2010 Trím1
Gas	534	39	213
GNL	1.681	982	1.531
Diesel	659	117	822
Carbón	2.362	821	1.827
Otro	225	66	214
Total	5.461	2.025	4.607



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACION TÉRMICA		
	Feb 2010-Ene 2011	Feb 2009-Ene 2010
Gas	1.085	773
GNL	6.745	1.511
Diesel	4.604	6.320
Carbón	8.962	6.897
Otro	866	1.450
Total	22.262	16.951



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de enero, muestra una variación de un 44,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un 1,6% en comparación al mes recién pasado, y de un 31,3% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas, presenta una variación en su aporte de un 115,6% respecto al mismo mes del año anterior, de un -84,4% en comparación al mes recién pasado, y de un 40,3% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de 102,2% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un 50,8% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de -24,5% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -48,9% en comparación al mes recién pasado, y de un -27,1% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 29,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un 3,4% en comparación al mes recién pasado, y de un 29,9% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, el aporte de las centrales que utilizan otro tipo de combustibles térmicos no convencionales, se presentan con una variación de -38,5% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -4,0% en comparación al mes recién pasado, y de un -40,3% en relación a los últimos 12 meses.

RM 88

Tabla IV-I Resumen por empresas a diciembre 2010 (\$)

EMPRESA	Total Saldo Acumulado Diciembre-10 \$
CENELCA	-
PEHUENCHE	8.746.917.844
COLBUN	44.561.046.694
ENDESA	58.740.749.830
SGA	1.935.005.870
PUYEHUE	702.503.896
GUACOLDA	7.041.015.316
GENER	18.758.049.283
ESSA	10.817.310.267
IBENER	1.157.701.664
ARAUCO	3.707.675.507
CAMPANARIO	3.340.633.165
ELEKTRAGEN	804.194.453
NUEVA ENERGIA	266.626.579
SC DEL MAIPO	46.543.551
TECNORED	320.023.670
POTENCIA CHILE	1.263.307.190
PSEG	-
GESAN	8.677.160
PACIFIC HYDRO	64.301.629
LA HIGUERA	519.118.905
HIDROMAULE	136.277.296
ELECTRICA CENIZAS	37.537.634
EPSA	105.801.061
EL MANZANO	14.823.909
LOS ESPINOS	243.431.844
ENLASA	379.940.485
CRISTORO	1.473.892
PETROPOWER	896.424.846
GAS SUR	13.784.493
ORAFTI	153.286
PANGUIPULLI	-
HIDROELEC	70.636
NORVIND	-
MONTE REDONDO	-
PACIFICO	9.795.326
TOTAL	164.640.917.180

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	II
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	II
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Comiente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuevo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combiada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HDROELÉCTRICO ALTO MAIPO E.P. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	Aprobado	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talnay	Edicia Talnay S.A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltune	ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
"Central Hidroeléctrica Los Córdobes"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	II
Proyecto Hidroeléctrico ACHBUENO	Hidroeléctrica Cerinela Ltda.	135	285	24-03-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Chama	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Parque Eólico Chilé	EcoPower SAC	112	235	04-10-2010	En Calificación	Eólico	Base	X
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	Aprobado	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	II
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cauñín S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	Aprobado	Eólico	Base	VII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96	36	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	II
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90	41	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Sawind Sustentable Ltda.	74	150	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Llanquihue	Ener-Renova	74	165	30-11-2010	En Calificación	Eólico	Base	X
DA Parque Eólico El Pacífico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo IFO 180	Base	II
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACIÓN S.A.	69	82	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	II
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69	168	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Malencillo	Empresa Eléctrica Vallenar	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	II
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66	123	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Tenu"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	VII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 6	Base	II
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colimó	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osomo	Empresa Eléctrica Pinaquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pinaquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Piquenes	SW Business S.A.	50	82	22-01-2010	En Calificación	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48	108	17-06-2010	Aprobado	Eólico	Base	IX
Centrales Hidroeléctricas Río Puelche	HYDROCHILE SA	50	140	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
DIR. MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Novind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VINALES	Aserraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorado	Barrick Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA ModI-CH-	Albert Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chibé S.A.	36	100	27-10-2010	En Calificación	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan Central Trupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central de Energía Renovable No Convencional (ERN-C) Tagua Tagua	Consortio Energético Nacional S.A.	35	95	18-08-2010	En Calificación	Biomasa	Base	VI
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MM\$U)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	31,0	73	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Central Hidroeléctrica La Mina	Cobún S.A.	30,0	74	13-04-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Guajote	Ingeniería Seaswind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo FFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Awas Calientes CHAguasCalientes	HYDROCHILE SA	24	80	15-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	38	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43	11-11-2009	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA EN NORSKE SKOG BIO BIO	Papeles Norske Skog Bio Bio Limitada	20	60,0	30-11-2010	En Calificación	Biomasa	Base	VIII
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	20	50,0	09-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoquén	Hydroangol S.A.	19	45,0	02-06-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Carilafquén-Malakahuilo	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Homopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Eléctrica Cerizas	Eléctrica Cerizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14	40	02-09-2009	Aprobado	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celulosa SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmer - Contreras	Hydroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Providencia	Inversiones Herborn Ltda.	13	30	14-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica Butamalá, Región del Bio-Bio CH Butamalá (e-sés)	RPI Chile Energías Renovables S.A.	11	25	24-10-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	-	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pelohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seaswind Sudamérica Ltda.	9,0	15	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hydroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica Pinguina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco, Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallener	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SC	III
MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPL CH-Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-sés)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6	15	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Cobún S.A.	6	12	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SC	VII
Central de Pasada Tacura	Mario García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Mini Central Hidroeléctrica El Canelo	José Pedro Fuentes De la Sotta	5,5	16,5	21-01-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Ripanco"	Hydroaustral S.A.	5,5	15	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Paso La Flor	Empresa Eléctrica La Flor S.A.	5,4	5	07-10-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hydroaustral S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DONGO	HIDROELÉCTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Térmica Polinay	Sociedad Austral de Generación y Energía S.A.	5	2	13-01-2011	En Calificación	Diesel	Base	XIV
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
MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Central Hidroeléctrica Río Husaco	Hidroeléctrica Río Husaco S.A.	4,3	9	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	III
Generación de Energía Eléctrica Puerto Purta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4	10-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Calao	Hidroenergía S.A.	7,5	3,2	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diabo Mini CHDiabo	Asociación de Canalistas del Lago	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII

System Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

Director

hrudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout

Gerente General

smocarquer@systep.cl

Pedro Miquel Durán

Ingeniero Senior

pmiquel@systep.cl

Juan Pablo Diaz Vera

Ingeniero Senior

jdiaz@systep.cl

Oscar Álamos Guzmán

Ingeniero de Estudios

oalamos@systep.cl

Pablo Lecaros Vargas

Ingeniero de Estudios

plecaros@systep.cl

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

www.systep.cl

Contacto:

reporte@systep.cl

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

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

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

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

