

Noticias destacadas

Ley 20/20 de energías renovables es clave para el desarrollo de las ERNC en el país, de esta manera se busca convertir en ley la meta gubernamental del 20% de energía ERNC al año 2020. (07/12/2011)

Nuevos apagones en el SIC siguen revelando inestabilidad del sistema.(26/12/2011)

Multan a Campanario y Tierra Amarilla por haber infringido la normativa, interrumpiendo la cadena de pagos, poniendo en riesgo la continuidad del suministro eléctrico. (09/01/2012)

Nivel de los embalses registra caída de 3,9% en diciembre. (11/01/2012)

Gobierno afina plan energético al 2050 que incluye "carretera eléctrica" y reforma a CDEC incluye unos 10 cambios normativos o proyectos de ley. (13/01/2012)

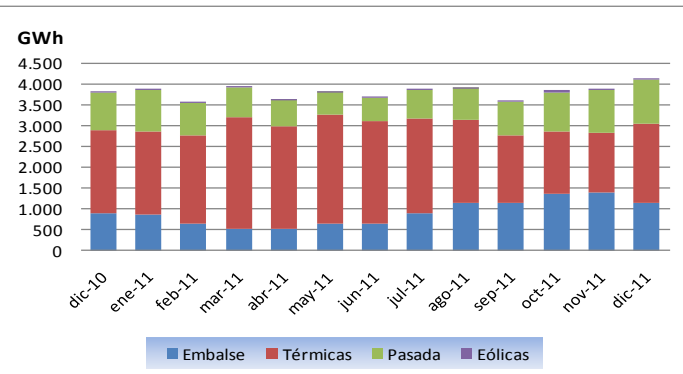
Batista se asocia con E.ON en negocio eléctrico y evalúa instalar terminal de GNL en Copiapó. (15/01/2012)

Fuente: revista Electricidad Interamericana

Estadísticas a Diciembre de 2011

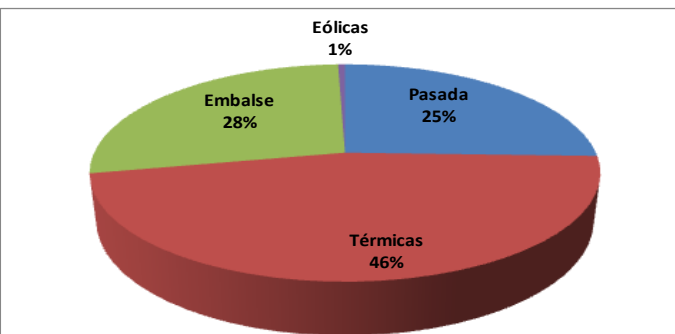
SIC

Generación Diciembre 2010 - Diciembre 2011 (GWh)



Fuente: CDEC-SIC

Generación Diciembre 2011 (GWh)

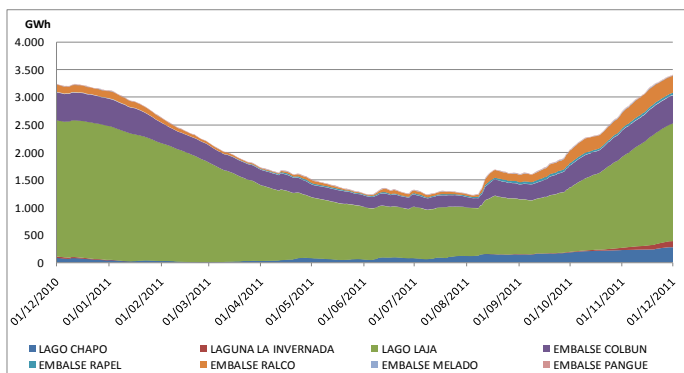


Fuente: CDEC-SIC

Total Diciembre 2011: 4.147 GWh

Fuente: CDEC-SIC

Volumen embalsado | Dic. 2010 - 30 Dic. 2011 (GWh)



Fuente: CNE

Nota: a la fecha de publicación, la energía embalsada no ha sido actualizada.

Indicadores Energéticos Diciembre 2011 (GWh)

Demanda estimada	4.019,3
Energía Embalsada*	3.476,4
Generación térmica	1.926,9
Generación hidráulica	2.198,5
Generación eólica	21,8
Generación Total	4.147,3

* al 31 de Diciembre del 2011

Fuente: CDEC-SIC

Precios de Electricidad Promedio Diciembre 2011 (US\$/MWh)

Costo Marginal Pan de Azúcar	213,1
Costo Marginal Polpaico	169,8
Costo Marginal Alto jahuel	171,2
Costo Marginal Charrúa	158,7
Costo Marginal Puerto Montt	174,3
Precio Medio de Mercado**	177,4
Precio de nudo Quillota	78,8

**ventana Octubre - Diciembre 2011

Fuente: CDEC-SIC, CNE.

Precios Combustibles Promedio Diciembre 2011*

Gas Natural Licuado (US\$/dam3)	620,9
Gas Natural (US\$/dam3)	504,5
Petróleo Diesel (US\$/TON)	1008,4
Carbón (US\$/TON)	227,3

Fuente: CDEC SIC, al 30 de Diciembre del 2011

* según información declarada por las empresas al CDEC

Análisis de los precios de la Electricidad en el SIC

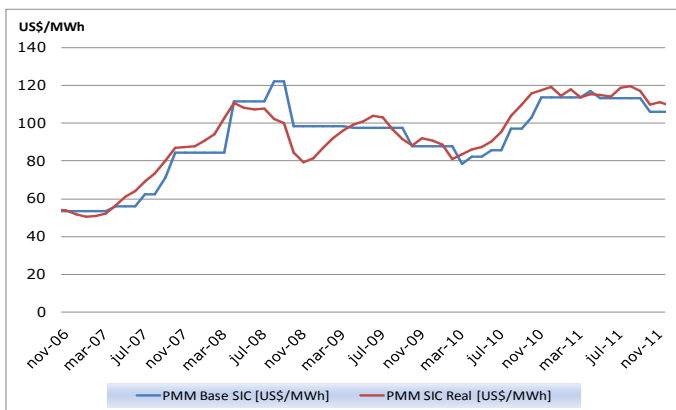
El costo marginal promedio del SIC para el mes de Diciembre, es de (177,42 US\$/MWh en Alto Jahuel), esto corresponde a un aumento en relación con el mes anterior del (15,34%).

La hidroelectricidad corresponde al 53,1% del total mensual, presentando una disminución del 9,24% con respecto al mes anterior, y a una disminución del 1,11% en relación a la participación del mismo mes del año anterior, debido al déficit hídrico en que se encuentra a zona central del país. Por su parte, la generación térmica ha alcanzado un 46,46% del total mensual, representando un aumento del 9,7% en relación al mes anterior; y un aumento del 5,17% en relación con el mismo mes del año anterior (2010). La generación eólica no alcanza a sobrepasar el 1% de la generación total del sistema.

El aún elevado valor de los costos marginales del sistema sigue teniendo relación con políticas conservadoras para el manejo del agua. Si bien el fenómeno de la Niña dejó de estar presente, el nivel de lluvias ha sido lo suficientemente bajo como para inscribir al año actual como el 6° más seco de la historia. Luego, es posible estimar que los costos marginales - si bien ya están presentando una leve disminución y se espera que continúe dicha tendencia en los meses siguientes producto de posibles lluvias y deshielos - no lograrían una baja sustancial al menos hasta el próximo año hidrológico.

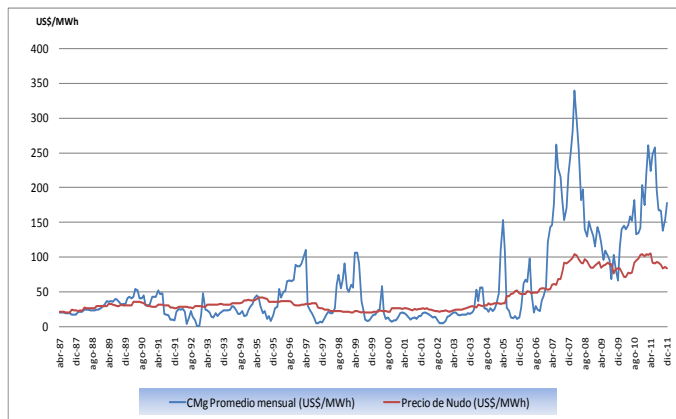
El precio nudo de corto plazo corresponde a la fijación de Octubre de 2011, quedando con un valor de 78,8 U\$/MWh para el nodo Quillota. Dicho valor sigue siendo bajo en relación con los costos marginales actuales de la energía. Sin embargo, ambos valores debiesen tender (en promedio) a igualarse a medida que la hidrología tome su curso normal.

Precio Medio de Mercado PMM (US\$/MWh)



Fuente: CNE

Costo Marginal y Precio Nudo histórico (US\$/MWh)



Fuente: CNE, CDEC-SIC

Precios medio licitaciones 2010 - 2020* (US\$/MWh)

Chilectra	57,9
Chilquinta	80,7
EMEL	66,6
CGE	95,1
SAESA	63,2

*valores ponderados según energía e incluye todos los procesos de licitación.

Nota: Valores SIN indexaciones.

Plan de Obras

El Arrayan (eólica)	Abril 2012
Santa María (térmica)	Abril 2012
Talinay Oriente (eólica)	Junio 2012
Bocamina 2 (térmica)	Junio 2012
Taltal 1 y 2 (térmica)	Octubre 2012
Angostura (hidro)	Diciembre 2013

Fuente: CNE, CDEC-SIC

Noticias SIC

Fuente: Electricidad Interamericana

Chilectra - Transelec

Una fuerte multa acaba de aplicar la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) en contra de las compañías Chilectra y Transelec, por los apagones producidos en julio y noviembre de 2010. Estas deberán compensar a los usuarios con \$133 por cada hora perdida del suministro en el SIC.

Gigante chino realiza oferta formal para construir línea de Transmisión del Proyecto Hidro-Aysén

La empresa estatal asiática State Grid entregó a los ejecutivos del proyecto, Endesa (51%) y Colbún (49%), una propuesta técnica de trabajo para desarrollar en conjunto el tendido de 1.912 kilómetros de línea de transmisión y las subestaciones que requerirán las cinco centrales de Aysén.

Cámara de diputados aprobó proyecto Net Metering

Iniciativa permite a una casa conectarse a la red de generación eléctrica local e inyectar energía, privilegiando las energías no convencionales. Cuando esto ocurre, el medidor funciona en sentido inverso y en la cuenta sólo se factura el consumo neto.

Análisis de los precios de la Electricidad en el SING

El costo Marginal promedio en el SING (de 66,68 US\$/MWh para la barra Crucero 220 KV) corresponde a una disminución del 20,30% en relación con el mes anterior, y a una disminución del 32,83% en relación con el mes de Diciembre del 2010.

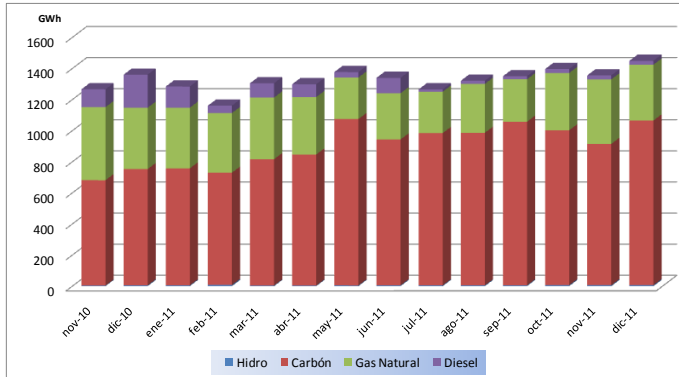
La operación comercial de las nuevas centrales a carbón ya está afectando positivamente los costos marginales del sistema, siendo cada vez menor la participación de petróleo diesel en la operación del SING.

El Gas Natural Licuado ha ingresado paulatinamente en el Sistema Interconectado del Norte Grande. A Diciembre del 2011, el GNL ha alcanzado una participación del 24,77% en el sistema. Por su parte, el carbón ha aumentado su participación (73,05%) debido al ingreso de las nuevas centrales Andina, Hornitos, y recientemente, la unidad 2 de Angamos.

En el corto plazo, podría estimarse una disminución de costos del sistema. Los proyectos ya construidos son en base a carbón, lo que permitiría desplazar la actual generación Diesel. Además, el ingreso de GNL hace que la participación de diesel sea cada vez menor, y por tanto, los costos marginales debiesen tender a estabilizarse en valores no superiores a los 100 US\$/MWh.

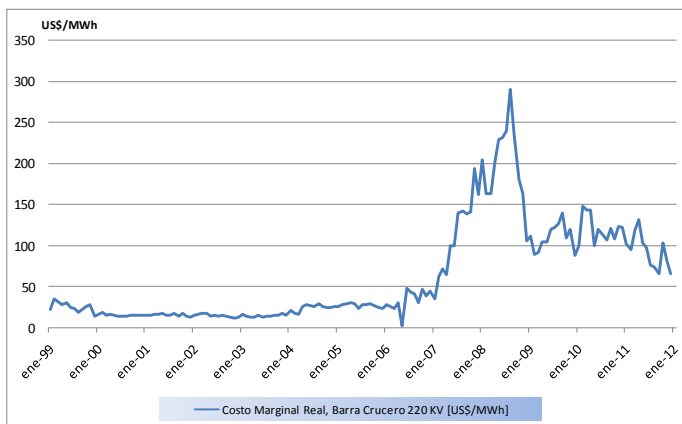
En la actualidad no existe generación renovable en el SING. Sin embargo, la región posee un excelente potencial para el desarrollo de este tipo de tecnologías, fundamentalmente en base a generación eólica, geotérmica y Solar. Ya existen proyectos aprobados en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), por lo que debiesen ser una realidad a mediados de la presente década.

Generación Diciembre 2010 - Diciembre 2011 (GWh)



Fuente: CDEC SING

Costo Marginal Real Crucero 220 KV (US\$/MWh)



Fuente: CDEC SING

Noticias SING

Fuente: Electricidad Interamericana, CDEC SING

Al SING le falta contar con un sistema troncal propiamente tal

Director ejecutivo del CDEC-SING destaca la necesidad de contar con un sistema troncal propiamente tal que permita estudiar la planificación y desarrollo del sistema para ello se requieren inversiones en la Zona Norte del SING, que representan el 15% de la demanda de este sistema.

Retorna al sistema Unidad Central Tarapacá

(CDEC-SING), informa que el sábado 31 de diciembre entró nuevamente al sistema la Unidad vapor-carbón de la Central Termoeléctrica Tarapacá (Celta), quedando superada con ello la situación de abastecimiento eléctrico en esa zona del país.

Ministro Álvarez advierte que sistema eléctrico tiene una "fragilidad enorme"

Después de los cortes de suministro en Arica e Iquique, indicó que el gobierno estudia medidas para enfrentar esta debilidad, como hacer efectivo un decreto de racionamiento en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), pero esta no representan una solución de fondo.

Proyectos de Consumo

Proyectados

El abra Sulfolix	Año 2012
Sierra Gorda	Año 2013
Quebrada Blanca	Año 2016
Collahuasi fase II	Año 2018

Fuente: CDEC SING

Plan de Obras de Generación

Valle de los Vientos (eólico)	Julio 2012
San Pedro (fotovoltaico)	Dic. 2013
CT Tarapacá II (térmica)	Marzo 2017
CT Tarapacá II (térmica)	Octubre 2017

Fuente: CDEC SING, CNE

NOTA: Para mayor información de la operación del sistema, se recomienda consultar el boletín informativo semanal publicado por el CDEC SING, y disponible en su página Web.

Acreditaciones en ERNC

A partir del año 2010, y de acuerdo a la ley 20.257, todas las empresas que efectúen retiros de energía de los sistemas eléctricos SIC y SING para el cumplimiento de sus contratos posteriores al 1 de enero de 2007 deben acreditar a diciembre del año 2011 que el 5% de dichos retiros provienen de fuentes renovables no convencionales (ERNC). Con esto, se espera incentivar la inversión en esta clase de tecnologías, diversificando la matriz energética y reduciendo emisiones de carbono al ambiente.

De acuerdo a los balances mensuales efectuados por los CDEC, los retiros totales (de ambos sistemas) sujetos a la ley de acreditaciones corresponden a 101.083 MWh, esto es, el 5% de 2.021.667 MWh.

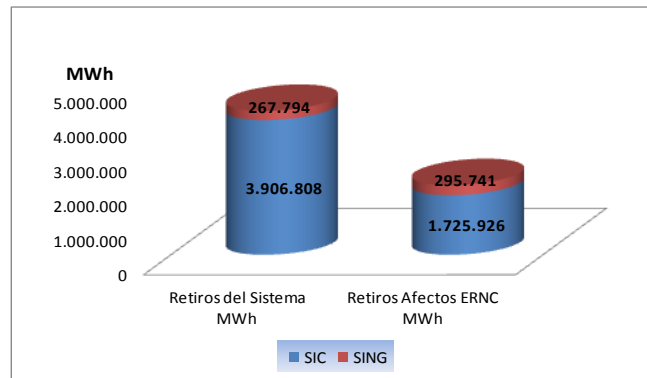
El aumento de retiros afectos (en comparación con el año 2010) se debe a la entrada en vigencia de importantes contratos de suministros, como por ejemplo, los contratos licitados de Chilectra.

Sin embargo el aumento en la demanda no es suficiente para sobrepasar la oferta en energía ERNC, la cual genero 153.609 MWh, obteniendo un superávit de 51.9%.

El precio promedio de este traspaso fue de aproximadamente 15 (US\$/MWh).

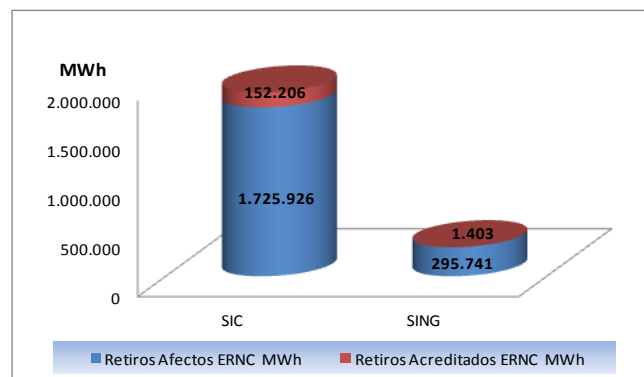
Las empresas deben acreditar sus obligaciones en diciembre del año 2011. De no hacerlo, se exponen a multas de 0.4 UTM por cada MWh no acreditado.

Retiros del sistema y retiros afectos a la ley 20.257 Noviembre 2011 (MWh)



Fuente: CDEC-SIC

Retiros afectos a la ley y retiros acreditables mediante ERNC (MWh)



Fuente: CDEC-SIC

Balance de ERNC Nov. 2011

Total energía afecta (MWh).	2.021.667
5% Retiros afectos (MWh).	101.083
Inyección acreditada (MWh).	153.609
% retiros afectos a acreditación del total de retiros.	48.4%
% oferta ERNC del total de energía acreditable.	51,9%

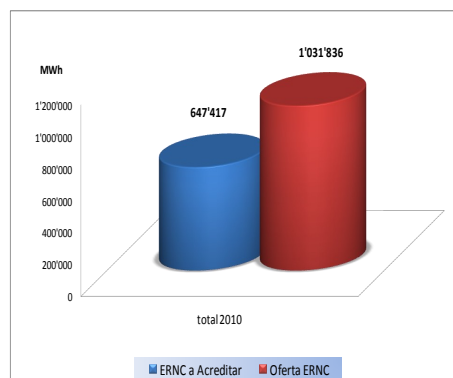
Fuente: CDEC SIC

Traspos de Excedentes año 2010 (MWh)

Excedentario	Deficitario	Energía
Norvind	Electroandina	34.340
Hidromaule	Campanario	60.328
Nueva Energía	Electroandina	74.456
Hidromaule	Pehuenche	7.815
Pacific Hydro	Emelda	-9.557
M Redondo	E CL	2.350
Precio Promedio Excedentes (\$/MWh)		6.426,80

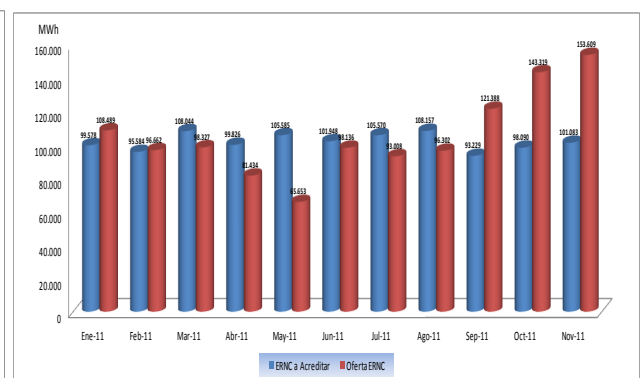
Fuente: CDEC—SIC

Oferta vs demanda ERNC 2010 (MWh)



Fuente: CDEC-SIC

Oferta vs demanda ERNC 2011 (MWh)



Fuente: CDEC-SIC

NOTA: A la fecha de publicación del Boletín informativo, los balances en ERNC correspondiente al mes de Diciembre del 2011 no se encuentran disponibles.

Análisis de la capacidad instalada en el SIC

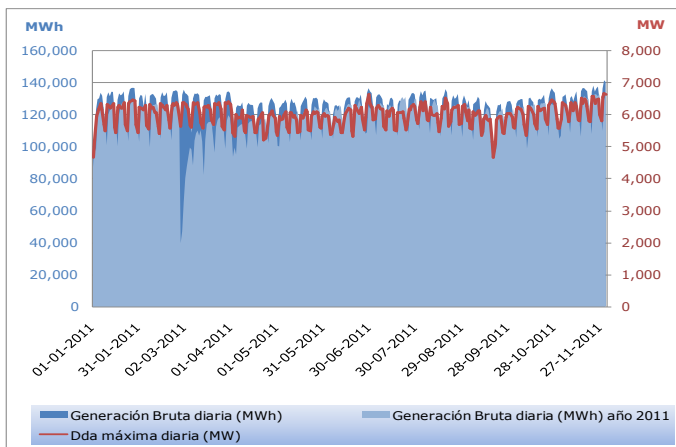
De acuerdo al Informe Técnico Definitivo que fija los precios de nudo en las barras del SIC - fijación Octubre 2011 - la capacidad instalada de generación al año 2021 alcanzaría una potencia total de 18.661 MW. De estos, el 46% corresponde a hidroelectricidad, llegando a un total de 8.504 MW instalados. El porcentaje de carbón también es considerable - un 20% - tomando en cuenta que se asocia estas centrales con los precios del sistema para el largo plazo.

Un punto no menor es la no existencia de unidades futuras con Gas Natural. En efecto, los terminales de GNL construidas son para abastecer las plantas existentes, y no para fomentar nuevas unidades: Dados los costos de inversión y operación de dichas unidades, y considerando la actual capacidad instalada, no resulta necesario incrementar de manera considerable esta fuente de generación. En el mediano plazo sólo se contempla la utilización de turbinas a vapor para cerrar los ciclos de Taltal y Quintero, quedando este combustible con una participación total en un 15%.

Las unidades de respaldo - Motores Diesel - tampoco se proyectan en el plan de obras. Esto deja de manifiesto que dichas unidades ya se encuentran sobre instaladas en el Sistema y no amerita nuevas inversiones.

Entre las energías renovables en consideración, se espera que la generación eólica alcance el 4,15% de la matriz de generación al año 2021. Por su parte, la pequeña hidráulica (unidades menores a 20 MW) aportaría con el 1,74%. Además, se espera la inserción de unidades geotérmicas: el 1% de las unidades proyectadas se basan en este tipo de tecnologías. Aún así, la potencia instalada en base a generación renovable no superaría, al año 2021, el 10% del total.

Evolución de la generación bruta diaria (MWh) y demanda máxima (MW) al 31 de Diciembre de 2011



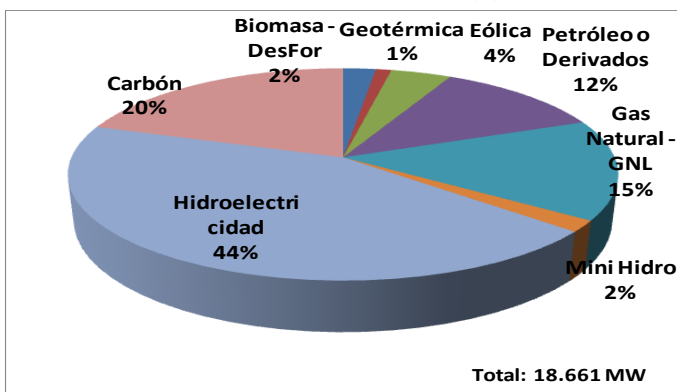
Fuente: CNE

Demandas máximas SIC 2004-2011 (MW)

Año 2004	5.430
Año 2005	5.764
Año 2006	6.059
Año 2007	6.313
Año 2008	6.147
Año 2009	6.145
Año 2010	6.482
Año 2011 (a la fecha)	6.881

Fuente: CDEC SIC

Capacidad instalada proyectada por CNE al 31 de Diciembre de 2021 (%)



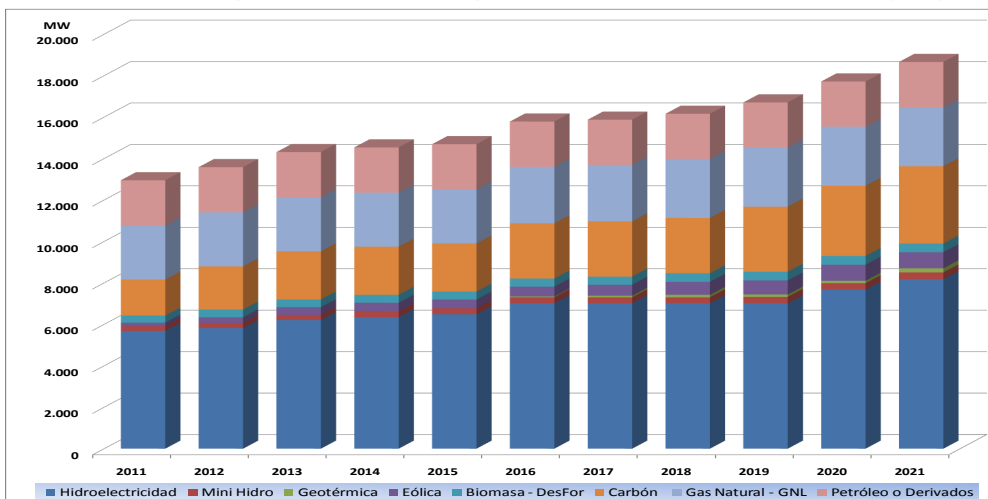
Fuente: CNE

Capacidad instalada a diciembre del año 2021 (MW)

Biomasa (MW).	418,20
Geotérmica (MW)	200
Eólica (MW).	774,80
Diesel (MW).	2.183,29
Gas Natural (MW).	2.846,55
Mini Hidroelectricidad* (MW).	324,85
Hidroelectricidad (MW).	8.178,90
Carbón (MW).	3.734,00

* Centrales con Potencia menor a 20 MW
Fuente: CNE

Evolución de la capacidad instalada según plan de obras al 31 de diciembre de 2021 (MW)



Fuente: Valgesta Energía, CNE

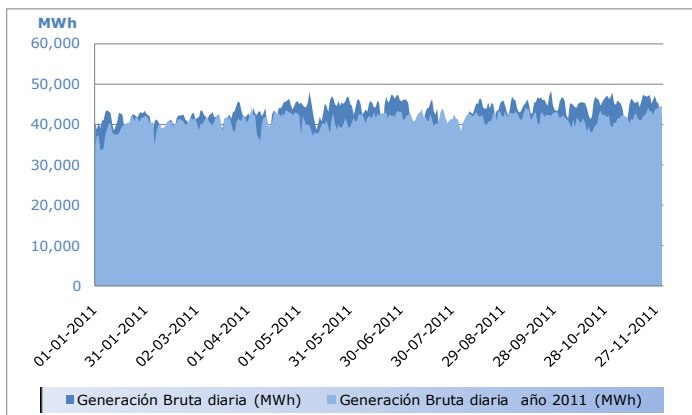
Análisis de la capacidad instalada en el SING

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo que fija los precios de nudo en las barras del SING - fijación Octubre 2011 - la capacidad instalada de generación al año 2020 alcanzaría un valor total de 5.593,6 MW. De estos, el 56,75% correspondería a centrales a carbón, como respuesta a los actuales precios de la energía y a las proyecciones futuras del precio de dicho combustible. En efecto, durante el año 2011 ya han ingresado alrededor de 790 MW en base a este tipo de energético; y hacia finales de la década, la comisión proyecta el ingreso de 1350 MW adicionales para cubrir la demanda de largo plazo. Luego, Es de esperarse que el costo marginal de la energía se encuentre fuertemente influenciado por el precio futuro del carbón.

En relación con el Gas Natural, no existen proyectadas nuevas centrales para la presente década. La sobre instalación del SING en este tipo de unidades, heredadas de la época del Gas Natural Argentino, en conjunto con la incertidumbre de precios futuros del GNL, no viabilizan este tipo de proyectos. Sin embargo, las actuales proyecciones de GNL podrían modificarse, en función de cómo se resuelva el futuro acceso al terminal de Mejillones.

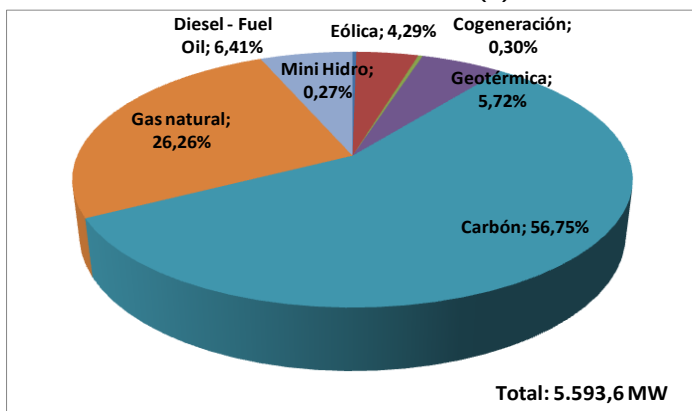
Entre las energías renovables en consideración, se espera que la energía eólica alcance un 4,29% de la matriz energética. El Norte Grande posee zonas con un muy buen potencial de viento, lo cual se ha corroborado con los actuales proyectos en consideración. Además, se estima que entre los años 2016 y 2020 comience la explotación de energía geotérmica, permitiendo que este tipo de tecnologías alcancen el 5,72% de la matriz.

Evolución de la generación bruta diaria (MWh) al 30 de Diciembre de 2011



Fuente: CNE

Capacidad instalada proyectada por CNE al 31 de Diciembre de 2021 (%)



Fuente: CNE

Demandas máximas SING 2004-2010 (MW)

Año 2004	1.567
Año 2005	1.566
Año 2006	1.676
Año 2007	1.665
Año 2008	1.805
Año 2009	1.816
Año 2010	1.900

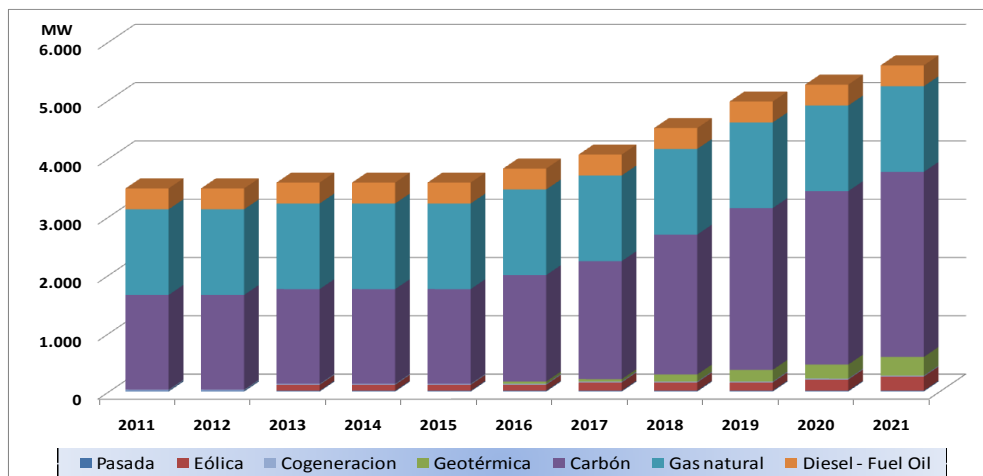
Fuente: CDEC SING

Capacidad instalada a Diciembre del año 2021 (MW)

Biomasa (MW).	17
Geotérmica (MW)	320
Eólica (MW).	240
Diesel (MW).	358,40
Gas Natural (MW).	1.468,9
Mini Hidroelectricidad* (MW).	15,00
Hidroelectricidad (MW).	0
Carbón (MW).	3.174,30

* Centrales con Potencia menor a 20 MW
Fuente: CNE

Evolución de la capacidad instalada según plan de obras al 31 de diciembre de 2021 (MW)



Fuente: Valgesta Energía, CNE

Noticias ERNC

En Chile existe un alto potencial de ERNC, donde las más competitivas son las minihidro dijo Vivianne Blanlot, miembro del Consejo Asesor de Desarrollo Eléctrico (CADE). Donde las más competitivas son las minihidro (centrales hidroeléctricas de pasada), la geotermia y eólica, en ese orden.

Fuente: EMOL. (05/12/2011)

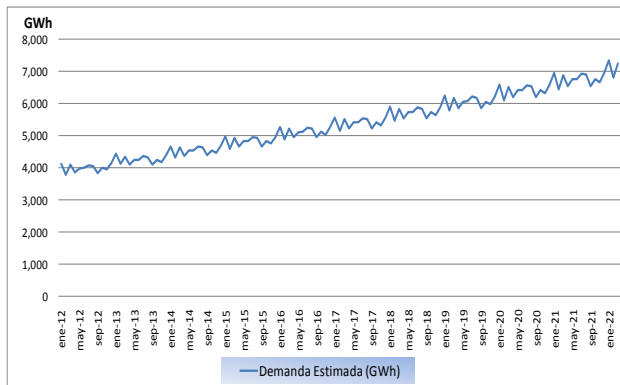
Ley

La Ley 20.257 exige a todas las empresas participantes en el SIC o SING que realicen retiros de energía que al 2024 el 10% de dichos retiros provengan de ERNC. La aplicación de la ley exige el 5% al 2014, porcentaje que se incrementará cada año en 0.5% hasta completar la meta propuesta.

Licitaciones

El 24 de marzo se llevó un nuevo proceso de licitación para las distribuidoras Chilectra y Chilquinta. El bajo precio máximo (92,037 US\$/MWh) hizo que las empresas termoeléctricas no se presentaran, quedando bloques de energía sin adjudicar.

Demanda proyectada al año 2021 (GWh)



Fuente: CNE, VALGESTA ENERGÍA

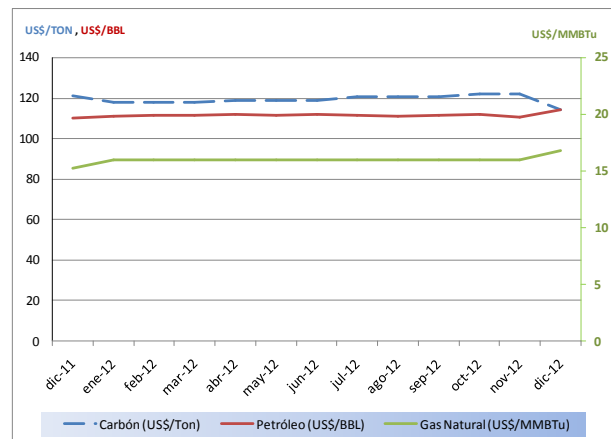
PROYECCIONES DE DEMANDA

La demanda del mes de Enero se estima en 4.119,3 GWh, a partir de la generación real. Si bien existe un decreto de racionamiento preventivo que implica una leve reducción de la demanda, los actuales valores ya corresponden a los de un año normal.

PROYECCIONES DE COMBUSTIBLES

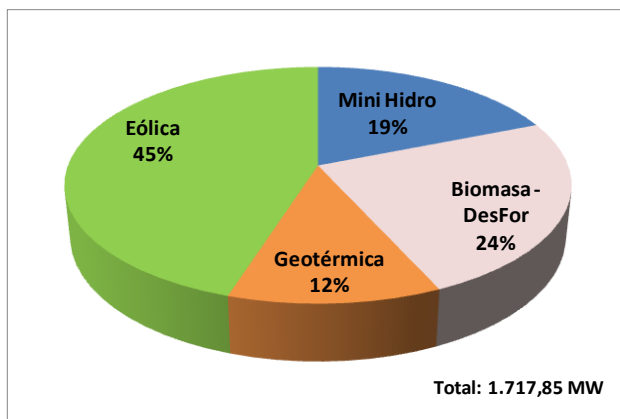
Para los próximos 12 meses, los precios de los combustibles reflejan los valores futuros transados en los principales mercados internacionales. Para el Gas Natural, se utilizan los valores utilizados por la comisión en su proceso de fijación de precios. Los precios son nominales.

Proyección de precios de combustibles 2011-2012



Fuente: CDEC SIC, CNE, COMMODITY CHARTS, EIA

Capacidad ERNC estimada en el plan de obras 2011-2021



Fuente: CNE,

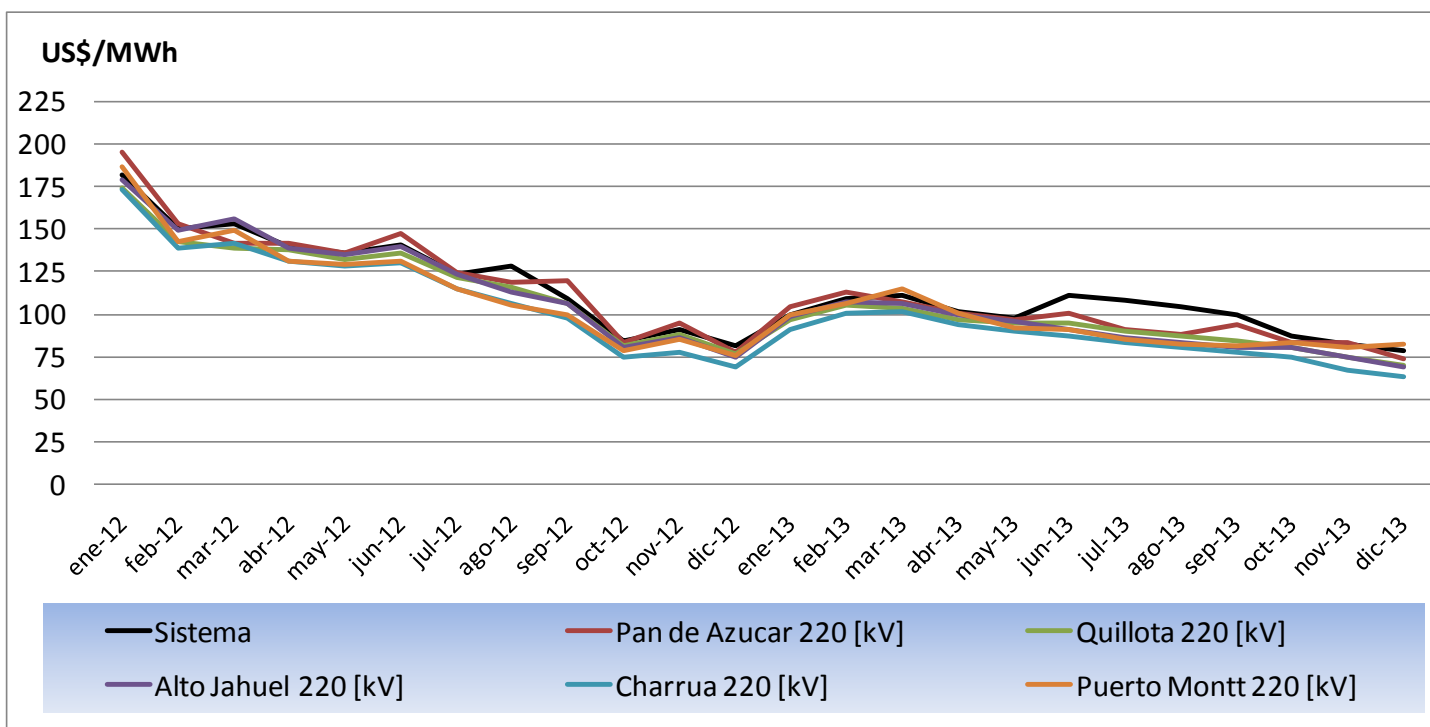
PROYECCIONES EN ERNC

El plan de obras proyecta 1.717,85 MW de capacidad instalada en ERNC al año 2020. Destaca la energía eólica, y la Biomasa con un 45% y 24% del total de las inversiones proyectadas en ERNC.

PROYECCIONES DE COSTOS MARGINALES VALGESTA ENERGÍA

De acuerdo a la situación actual en el SIC, que incluye el decreto de racionamiento, se pronostican costos marginales elevados para el año hidrológico presente. Además, diversos análisis meteorológicos han señalado la posible presencia, nuevamente, del fenómeno de la Niña que en consecuencia, provocaría que la hidrología del año 2012 adquiriera nuevamente un carácter seco. Es en este contexto donde se presentan los costos marginales de energía proyectados para los próximos 24 meses, que involucra además una extensión del decreto de racionamiento. De esta manera, la decisión relacionada con el manejo del agua en los embalses (esto es, generar o guardar agua) se condiciona a una estadística histórica que otorga mayor peso a los años en donde ha existido dicho fenómeno meteorológico.

Proyección VALGESTA del Costo Marginal (US\$/MWh)



Fuente: VALGESTA ENERGÍA

La proyección de costos marginales de largo plazo es posible gracias a la implementación, por parte de Valgesta Energía, del Software de programación dinámica SDDP. Este programa posee un enfoque relacionado con la planificación de los sistemas eléctricos, con énfasis en aquellos que poseen una importante componente hidrotérmica dentro de su parque generador (manejo de embalses). De esta forma, es posible estudiar diversos escenarios de expansión en generación, transmisión y consumos; además de los impactos que puedan tener dichos escenarios en los precios de largo plazo.

Costos Marginales Promedio 24 meses	
US\$/MWh	
Pan de Azúcar*	111,67
Quillota*	105,35
Alto Jahuel*	106,81
Charrúa*	99,74
Puerto Montt*	105,93
Sistema*	112,65

*Valores Nominales

Noticias SING

CDEC-SING obtiene aprobación de Presupuesto Anual 2012, A través de la Resolución Exenta N° 781, de fecha 28 diciembre de 2011, la Comisión Nacional de Energía informó favorablemente el presupuesto presentado por el CDEC-SING. El presupuesto presentado para el año 2012, es un 38 % mayor al del ejercicio 2011.

Fuente: CDEC-SING
(28/12/2011)

Transmisión

A la fecha no existen grandes proyectos de transmisión en el SING. Sin embargo, puede destacarse la puesta en marcha de la línea Salar - Calama, en 220 [kV], de propiedad de Transemel. El proyecto viene a reemplazar la actual línea en 110 [kV], adecuándose a futuras demandas de la zona.

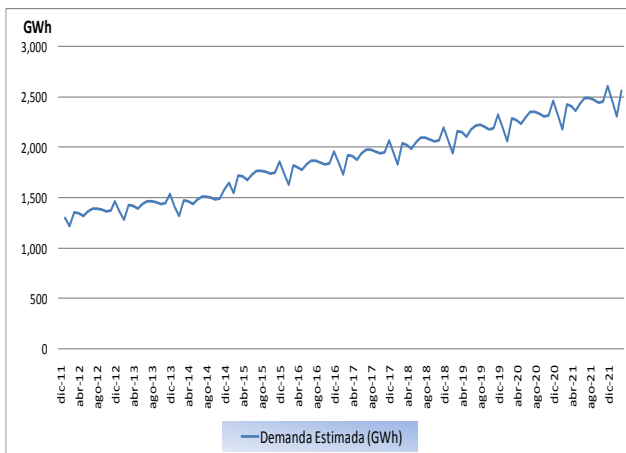
Fuente: CDEC SING

Licitaciones

El suministro de EMEL, para los clientes regulados del Norte Grande, fue parte del proceso del año 2009. La empresa E-CL se adjudicó la totalidad de los bloques de energía licitados, a un precio de 89,99 (US\$/MWh) sin considerar las indexaciones.

Fuente: CNE

Demanda proyectada al año 2021 (GWh)



Fuente: CNE, VALGESTA ENERGÍA

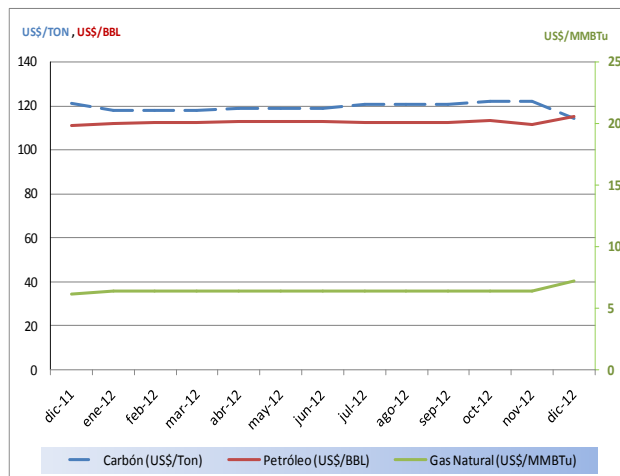
PROYECCIONES DE DEMANDA

La demanda del mes de Diciembre 2011 se estimó en 1.357,6 (GWh) a partir de la generación real. Para la curva proyectada se considera el crecimiento para clientes regulados y los futuros proyectos de clientes libres (principalmente empresas mineras).

PROYECCIONES DE COMBUSTIBLES

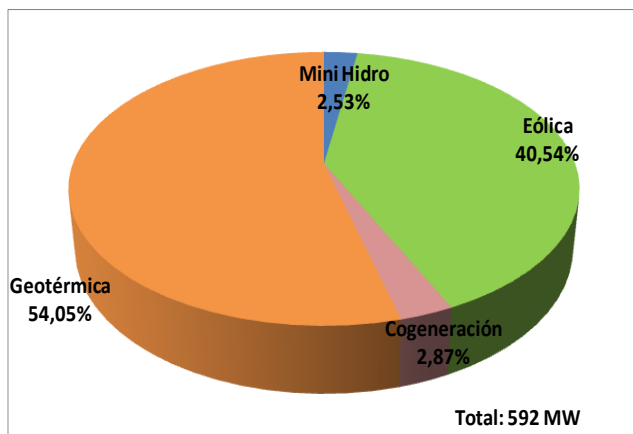
Para los próximos 12 meses, los precios de los combustibles reflejan los valores futuros transados en los principales mercados internacionales. Para el Gas Natural, se utilizan los valores utilizados por la comisión en su proceso de fijación de precios. Los precios son nominales.

Proyección de precios de combustibles 2011-2012



Fuente: CDEC SIC, COMMODITY CHARTS, EIA

Capacidad ERNC estimada en el plan de obras 2011-2021



Fuente: CNE

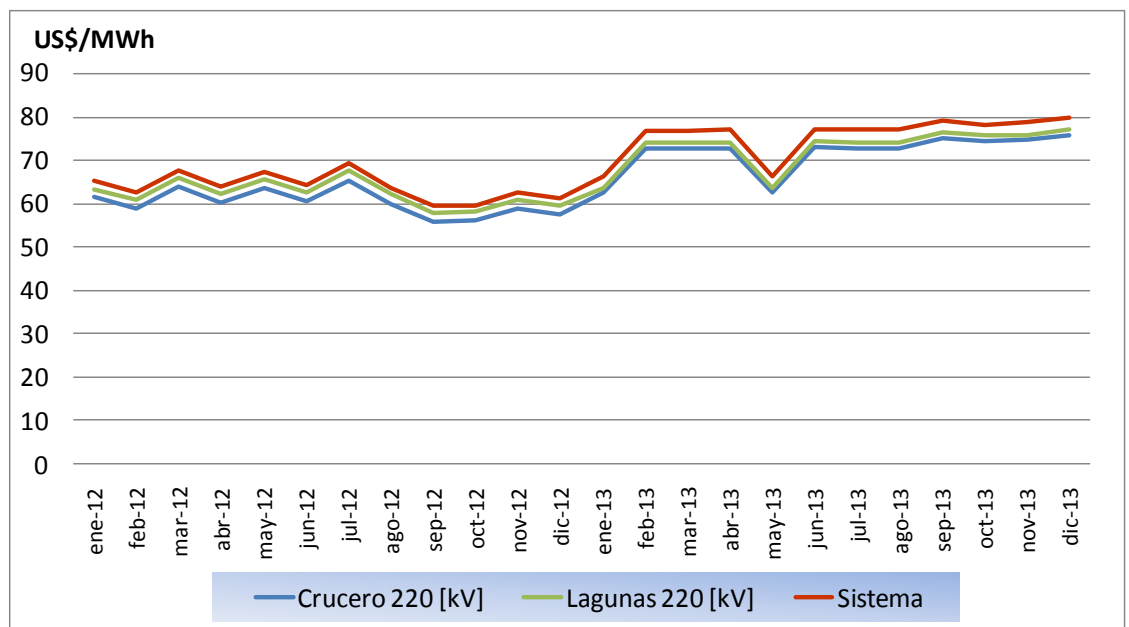
PROYECCIONES EN ERNC

El plan de obras proyecta 592 [MW] de capacidad instalada en ERNC al año 2021. Destaca la energía eólica, con el 47% del total de las inversiones proyectadas en ERNC.

PROYECCIONES DE COSTOS MARGINALES VALGESTA ENERGÍA

De acuerdo a la situación actual en el SING, que incluye el ingreso a operación comercial de las centrales térmicas Andina y Hornitos y la segunda unidad de Angamos en el año recién pasado, se proyecta una disminución del costo marginal en comparación con los meses anteriores, debido a la mayor disponibilidad de generación a carbón. Si a eso se agrega el costo de GNL declarado por Atacama y Termoeléctrica Mejillones, se puede prever una disminución aún mayor en el precio Spot de la energía, llegando a valores en torno a los 70 US\$/MWh para el Sistema. Sin embargo, esto queda supeditado a la disponibilidad de Gas en el sistema, y a los mantenimientos programados de las centrales a carbón. A partir de mediados del año 2012, la finalización de contratos de Gas Natural impone un escenario incierto. Pese a lo anterior, se estima el precio del gas se sitúe en valores menores a los que actualmente se transan, esto es, en torno a los 10 US\$/MMBTu. En la proyección se consideró el nuevo costo variable no combustible y mínimo técnico informado por E-CL para su unidad UI6.

Proyección VALGESTA del Costo Marginal (US\$/MWh)



Fuente: VALGESTA ENERGÍA

La proyección de costos marginales es posible gracias a la implementación, por parte de Valgesta Energía, del Software de programación dinámica SDDP. El programa permite modelar sistemas eléctricos de carácter térmico, considerando proyecciones futuras de los distintos combustibles disponibles para la operación. Además, es posible detallar la dualidad de ciertas unidades de generación con tal de cubrir los déficits de gas natural con petróleo diesel. De esta manera, es posible estimar la generación mensual (e incluso semanal) de las distintas unidades que componen el sistema eléctrico, y con ello, los costos asociados a la operación misma del sistema.

**Costos Marginales
Promedio 24 meses
US\$/MWh**

Crucero*	65,90
Lagunas*	67,61
Sistema*	69,83

*Valores Nominales

VALGESTA

Valgesta Energía S.A.

77.407.350-7

u.malebran@valgesta.com

(56 2) 224 97 04

(56 2) 224 69 92

ÁREAS DE TRABAJO

Ingeniería

Regulación de Mercado

Estudios y Análisis
económicos

Cambio climático

Capacitación

www.valgesta.com