

BOLETÍN

INFORMATIVO



ESTADÍSTICAS A MAYO 2016

Noticia Destacada

Una vez más es probable que se vea una fuerte apuesta de las empresas por las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) -sobre todo solar y eólica- en las licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados, que se llevarán a cabo en julio.

Tal como publicó "El Mercurio" hace algunas semanas, el proceso contará con la participación de al menos 11 empresas internacionales, y muchas de ellas apostarán por proyectos renovables. Esto contrasta con la reciente advertencia de Bloomberg, que publicó que "Chile tiene tanta energía solar que ahora la está regalando".

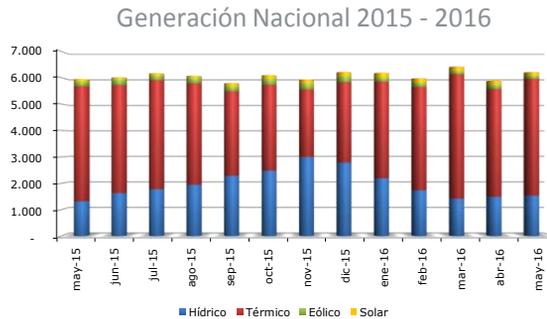
Lo anterior, en referencia a algunas empresas, principalmente solares, que en algunas zonas del país -y producto de costos marginales que marcan cercoenfrentan serios problemas financieros.

Ante esto, surge la pregunta: ¿Por qué, pese a esta desventaja que se observa en el mercado eléctrico local, persiste un fuerte interés de los extranjeros por invertir en este tipo de fuentes de generación?

Para los expertos esto se debe principalmente a que la electricidad es un negocio de largo plazo y en Chile las condiciones naturales (radiación solar y fuerza del viento) son muy beneficiosas.

"La actual es una situación puntual", estima. Ramón Galaz, de Valgesta, dice que las condiciones recién mencionadas, sumado a costos de inversión de las tecnologías a la baja y acceso de tasas de endeudamiento muy atractivas, tanto en Europa como en Asia, son argumentos que los inversionistas observan al momento de tomar sus decisiones.

Fuente: El Mercurio(14/06/2016)



Indicadores Energéticos mayo (GWh)

Generación Térmica	4.415
Generación Hidráulica	1.533
Generación Eólica	126
Generación Solar	138
Generación Total	6.212

Fuente: CDEC-SIC

Precios de Electricidad Promedio, mayo (US\$/MWh)

CMg Maitencillo 220	42,7
CMg Quillota 220	42,7
CMg Alto Jahuel 220	43,6
CMg Charrúa 220	42,6
CMg Puerto Montt 220	90,6
CMg Crucero	73,5

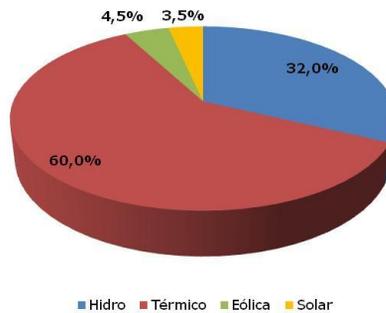
Fuente: CDEC-SIC y CDEC-SING

Precio de Nudo y PMM (\$/kWh)

Quillota 220 kV	49,500
Crucero 220 kV	35,272
PMM SIC	61,840
PPM SING	54,955

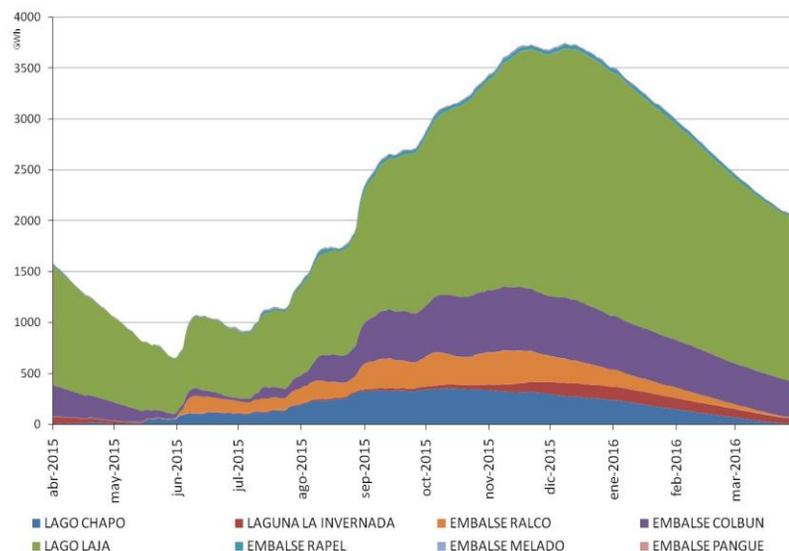
Fuente: CNE, ITD ABR 2016, SIC y SING

Capacidad Instalada Nacional mayo 2016



Fuente: CDEC-SIC y CDEC-SING

Energía Embalsada

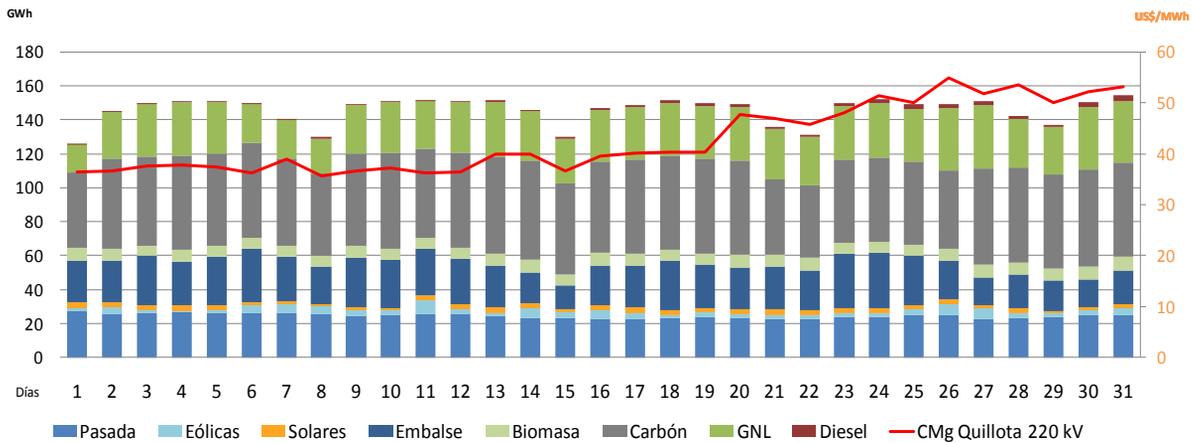


Fuente: CNE

Considera restricción de cota mínima embalsada

GENERACIÓN Y COSTO MARGINAL

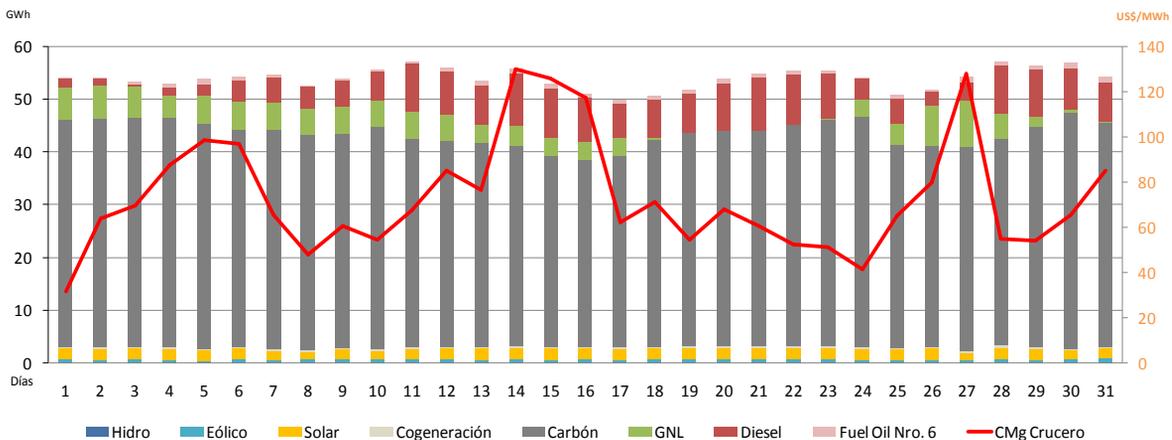
MAYO SIC



En el mes de mayo de 2016, el total de energía generada en el SIC alcanzó los 4.533 GWh, siendo un 16,8% generada por centrales de pasada y un 16,9% por centrales de embalse. Respecto a la energía térmica, esta representó un 62,1% del total mensual. La generación a base de carbón fue de un 36,2%, el GNL obtuvo un 20,4%, biomasa generó 4,7% y el diesel un 0,8%, mientras que el aporte eólico y solar alcanzaron un 4,2%. El promedio de los costos marginales en el SIC, en la barra Quillota 220 kV, fue de 42,7 US\$/MWh, mostrando una disminución de un 17% respecto al mes anterior.

Fuente: CDEC-SIC

MAYO SING



En el mes de mayo de 2016, el total de generación del SING alcanzó los 1.674 GWh, donde un 75,2% fue producto de la generación de centrales a carbón, un 12,5% de centrales diesel y sus derivados, 6,7% a base de GNL y cogeneración con 0,7%. En cuanto a la ERNC alcanzó un 4,9% de la producción total del sistema. El promedio de los costos marginales en el SING, considerando la barra Crucero 220 kV, se ubicó en 73,4 US\$/MWh mostrando un aumento cercano al 38% respecto al mes anterior.

Fuente: CDEC-SING

PLAN DE OBRAS DEL SISTEMA
Plan de Obras SIC

Central	Estado	Entrada en operación
Los Buenos Aires (Eólico) 24 MW	En Pruebas	junio 2016
Solar Conejo (Solar) 104,5 MW	En Pruebas	junio 2016
Carilafquén (Hidro) 19,8 MW	En Pruebas	junio 2016
Malalcahuello (Hidro) 9,2 MW	En Pruebas	junio 2016
Pampa Solar Norte (Solar) 90,6 MW	En Pruebas	julio 2016
FV Los Loros (Solar) 50 MW	En Construcción	julio 2016
Carrera Pinto II (Solar) 77 MW	En Construcción	agosto 2016
Ancoa (Hidro) 27 MW	En Construcción	agosto 2016

Fuente: CDEC-SIC, CNE
Plan de Obras SING

Central	Estado	Entrada en operación
El Aguila I (Solar) 2 MW	En Pruebas	junio 2016
La Huayca II (Solar) 25 MW	En Pruebas	junio 2016
Solar Jama – Etapa I (Solar) 30 MW	En Pruebas	julio 2016
Andes Solar (Solar) 21 MW	En Construcción	julio 2016
Cochrane (U1) (Carbón) 236 MW	En Pruebas	julio 2016
Cochrane (U2) (Carbón) 236 MW	En Construcción	noviembre 2016
Kelar (GNL) 517 MW	En Construcción	marzo 2017
Cerro Pabellón (Geotérmica)	En Construcción	julio 2017

Fuente: CDEC-SING, CNE


Ramón Galaz: “Todos los oferentes que quieran participar en la licitación tienen que ver dos riesgos”

Con optimismo ve la próxima licitación de suministro eléctrico el gerente general de Valgesta Energía, Ramón Galaz, pues prevé una mayor competencia, aunque advierte que existen riesgos para los participantes como el desacople que produce la estrechez del sistema de transmisión y el efecto en los ajustes de los precios de venta. El especialista indica a Revista ELECTRICIDAD que los grandes actores convencionales del mercado debieran adjudicarse una gran cantidad de energía, siempre y cuando ingresen con nuevos proyectos de generación.

¿Qué análisis hace de la próxima licitación de suministro eléctrico que se realizará el 27 de julio?

Lo primero es que el volumen de energía a licitar, de 13.750 GWh, representa en torno al 24% de lo que es la demanda futura. Lo segundo es que habrá mucha oferta, tanto de incumbentes como de generadores nuevos, por lo que el nivel de competencia será altísimo.

¿Cuál cree que será el elemento diferenciador en este escenario de fuerte competencia?

Dependerá mucho de la tecnología que se vaya a presentar y de su costo de desarrollo. Si los actores actúan con racionalidad económica deberían hacer sus mejores esfuerzos para que tengan el mejor costo de inversión de su tecnología y obtengan las mejores tasas de competencia para que su precio sea lo más competitivo posible.

¿Qué precio prevé para esta licitación?

Tenemos una aproximación respecto a lo que tenemos en el mercado con un costo marginal que está en torno a US\$80-US\$85 por MWh, dependiendo de cómo se hagan las modelaciones, además de que aparentemente el gas natural es un combustible que va a marcar precio y un costo de desarrollo que está en el nivel de estas cifras. Si tenemos un mercado racional, probablemente los valores debieran estar en torno a los US\$75 y US\$85 MWh.

Fuente: Revista Electricidad (16/05/2016)

ESTADÍSTICAS A MAYO 2016

Precios de la Electricidad en el SIC

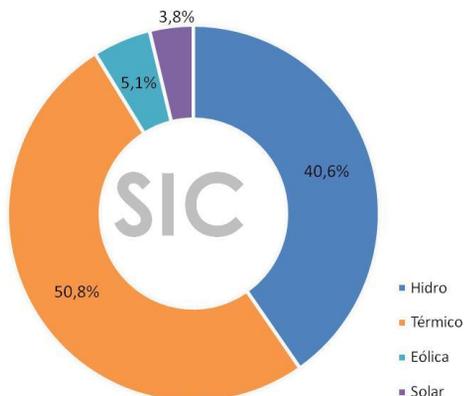
El costo marginal promedio del SIC para el mes de mayo fue de 42,7 US\$/MWh en la barra Quillota 220 kV. Este valor fue un 17% menor con respecto al mes anterior.

La generación hidroeléctrica para el mes corresponde al 33,7% del total mensual.

Por su parte, la generación térmica ha alcanzado un 62,1% del total mensual.

La generación Eólica y Solar, en su conjunto, lograron alcanzar un 4,2% de la generación total del sistema.

Capacidad Instalada SIC



Fuente: CDEC-SIC

Capacidad Instalada Bruta SIC (MW)

Hidro	6.531
Térmico	8.242
Eólica	820
Solar	616
Total	16.211

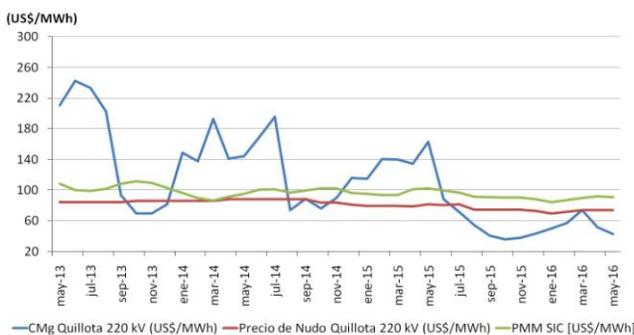
Fuente: CDEC-SIC

Centrales en Mantenimiento del SIC

Taltal U-2 (Diesel) 121,5 MW	10 días
Maitenes (Hidro) 30,8 MW	15 días
Los Hierros (Hidro) 25 MW	13 días
Masisa (Biomasa) 11,1 MW	5 días

Fuente: CDEC-SIC

Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo Histórico (US\$/MWh)



Fuente: CNE / CDEC-SIC

Noticias SIC

Endesa Chile vende su participación en GNL Quintero

Endesa Chile acordó y suscribió un contrato para la venta de su participación del 20% en GNL Quintero S.A. a Enagás Chile S.p.A, filial controlada al 100% por la empresa española Enagás S.A. El precio acordado es de US\$200 millones y se pagará en la fecha de cierre de la referida transacción, que se espera tenga lugar en el segundo semestre de este año.

De acuerdo a lo informado por la empresa controlada por el Grupo Enel, "el efecto financiero que la operación generará para Endesa Chile sería una utilidad neta equivalente a aproximadamente US\$ 139 millones". Endesa Chile tomó la decisión de vender su participación en GNL Quintero atendiendo a que este activo no es estratégico para el desarrollo del negocio eléctrico ni de comercialización de gas natural de la compañía.

La venta de esta participación a Enagás Chile S.p.A. está sujeta al cumplimiento de condiciones habituales para este tipo de transacciones, incluyendo la falta de ejercicio del derecho de adquisición preferente por parte de los demás accionistas de GNL Quintero S.A..

Fuente: Revista Electricidad (09/06/2016)

Colbún adjudica contrato de energía solar por 15 años a Total y SunPower

Colbún anunció la adjudicación de un contrato de compra de energía a 15 años plazo a la empresa Total (CAC: TOTF.PA.) y su filial SunPower (Nasdaq: SPWR) por 500 GWh de energía solar fotovoltaica por año, a partir de la construcción de una planta de energía solar de 164 MW. La decisión fue resultado de un proceso de licitación competitivo, en el que participaron más de 13 empresas, que presentaron más de 20 propuestas de compra de energía.

Colbún es la segunda empresa de generación más grande del Sistema Interconectado Central (SIC) y ha promovido el desarrollo de 350 MW de proyectos de generación de ERNC, incluyendo tecnología solar, minihidráulica y eólica.

SunPower, empresa filial de Total y proveedor de tecnología solar global, tiene más de 30 años de experiencia en la industria solar, incluyendo 6 GW de proyectos de energía solar en todo el mundo. SunPower será el encargado de diseñar, construir y operar el proyecto, además de mantenerlo cuando esté en funcionamiento.

Fuente: Revista Electricidad(26/05/2016)

ESTADÍSTICAS A MAYO 2016

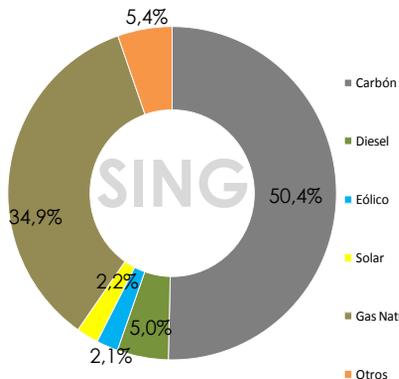
Precios de la Electricidad en el SING

El costo Marginal promedio en el SING para el mes de mayo fue de 52,3 US\$/MWh en la barra Crucero 220 kV. Este valor corresponde a un aumento de un 38% respecto al mes anterior.

La energía generada a base de carbón para el mes de mayo fue de 75,2%. En cuanto a la energía a base de gas natural fue de un 6,7%. La generación en base a derivados del petróleo alcanzó un 12,5% y a un 0,7% llegó la cogeneración.

En cuanto a la generación Eólica, Solar y Pasada alcanzo un 4,9%. La generación total del sistema registrado para el mes de mayo fue de 1.674 GWh.

Capacidad Instalada SING



Fuente: CDEC-SING

Capacidad Instalada Bruta SING (MW)

Gas Natural	1.469
Carbón	2.119
Fuel Oil Nro. 6	185
Diesel	212
Eólico	90
Diesel + Fuel Oil	12
Solar	92
Cogeneración	18
Hidro	10
TOTAL	4..207

*No Incluye C. Salta 642,8 MW

Fuente: CDEC-SING

Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo Crucero 220 KV (US\$/MWh)



Fuente: CNE / CDEC-SING

Noticias SING

GNL Mejillones definirá expansión del terminal de regasificación tras las licitaciones eléctricas

Una nueva apuesta está implementando GNL Mejillones, con el objetivo de fomentar el uso del gas natural. Para promover una mayor participación de proyectos eléctricos con esta fuente, la empresa -controlada en un 63% por Engie y en un 37% por Codelco- incorporó una regla. Esta consiste en que los operadores interesados en contratar capacidad de regasificación a contar de 2021, podrán suscribir un acuerdo que solo se hará efectivo en caso de que se adjudiquen los bloques por los que ofertaron en las licitaciones eléctricas de julio.

Los contratos adjudicados en estos concursos deberán comenzar a operar desde 2021, cuando el sistema eléctrico (SIC-SING) ya esté interconectado, por lo que en la empresa estiman que el interés por el gas de GNL Mejillones será mayor que en los procesos anteriores, comenta el gerente general Jean-Michel Cabanes. Agrega que, dependiendo del éxito de este proceso, definirán luego la expansión del terminal de regasificación, que busca incrementar en 50% su capacidad con una inversión de US\$ 40 millones, y que demoraría dos años en ser construida.

Fuente: El Mercurio (03/06/2016)

Endesa contratará a Tyndall para ver acuerdo marco con Enel Green Power

Uno de los compromisos que estableció el grupo eléctrico italiano Enel para destrabar la reestructuración de su filial Enersis, a fines de 2015, fue resolver el conflicto de interés que podría presentarse en el país entre Endesa Chile y Enel Green Power (EGP), el brazo de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) del holding europeo. Para ello, propuso un joint venture, mediante el cual Endesa le podría comprar a EGP hasta el 40% de los proyectos a precio costo.

Transcurridos varios meses de aquello, la propuesta es analizada por el comité de directores de Endesa Chile, el cual deberá pronunciarse sobre el tema, ya que corresponde a una Operación entre Partes Relacionadas (OPR). En tal sentido, fuentes que saben de las tratativas señalaron que el comité, en su última sesión de fines de mayo, decidió contratar los servicios de Tyndall Group para que los asesore en el análisis del joint venture.

Tyndall había asesorado al comité de Endesa en la primera etapa de la reorganización del holding Enersis (la división de activos), donde hizo varias críticas, entre ellas que la operación había sido pensada desde la perspectiva de Enel y Enersis, y no de Endesa.

Fuente: La Tercera (15/06/2016)

BALANCE ERNC ABRIL 2016

NOTICIAS ERNC

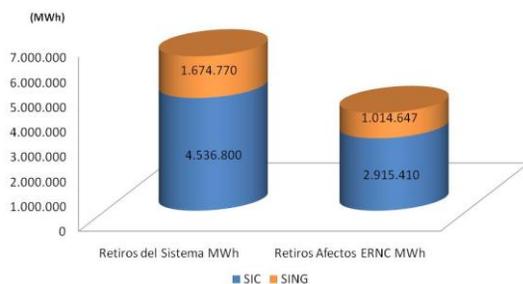
Enap evalúa ingresar al negocio eólico con planta en Región de Magallanes

Enap está trabajando en conjunto con el gobierno regional de Magallanes, para ver un eventual ingreso al negocio de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en la zona, comentó Ramiro Parra, gerente de la empresa para esa zona. Específicamente, se trata de una planta eólica.

Cercanos explican que la idea todavía es preliminar, aunque la administración se encuentra hoy estudiando números y revisando una serie de aspectos, como las acciones que deberían realizar para avanzar en el proyecto, entre las que figuraría el financiamiento. Entre las alternativas se estaría viendo la posibilidad de utilizar recursos del fondo que maneja el gobierno regional y que son aportados por las empresas - entre ellas, la estatal- en los Ceops (Contrato Especial de Operación Petrolera), con el objetivo de desarrollar iniciativas verdes.

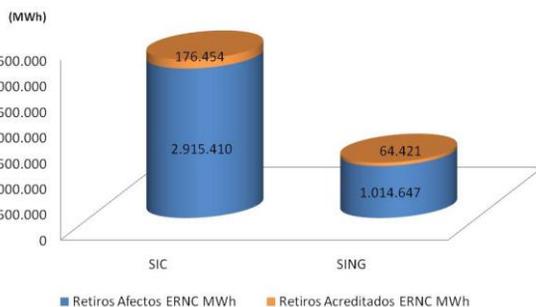
Fuente: El Mercurio (14/06/2016)

Retiros del sistema y retiros afectos en 2016 (MWh)



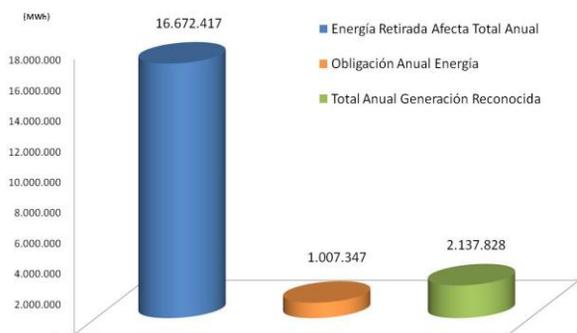
Fuente: CDEC-SING

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



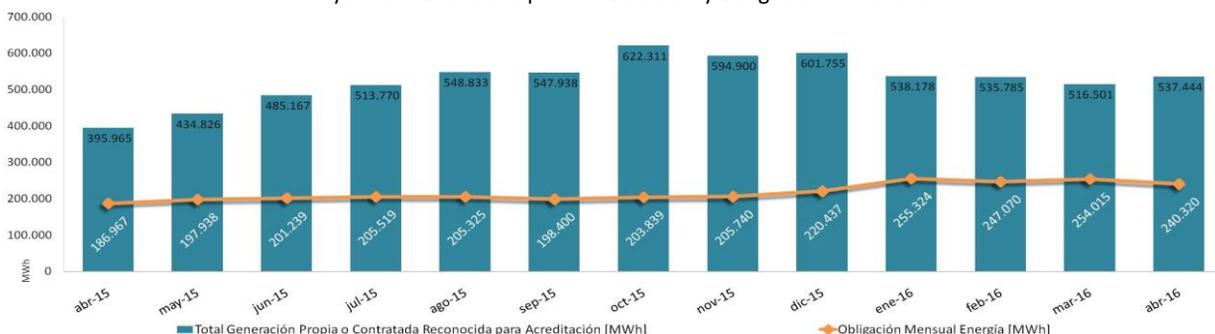
Fuente: CDEC-SING

Resumen Total 2016



Fuente: CDEC-SING

Inyección Reconocida para Acreditación y Obligación ERNC 2016



Fuente: CDEC-SING

Observación: Según la ley el 5% de la obligación anual de energía ERNC se mantiene vigente para los contratos pactados con anterioridad al 1 de julio de 2013 (Ley 20.257). Con posterioridad a esa fecha los contratos deben regirse a la ley 20.698 donde señala que para el año 2014 la obligación anual de energía proveniente de fuentes ERNC debe ser de un 6% del total generado.

Balace de ERNC abril 2016

Total energía afecta (MWh)	3.930.058
Retiros afectos (MWh)	240.320
Inyección acreditada (MWh)	537.444
% retiros afectos a acreditación del total de retiros.	63,3
% oferta ERNC del total de energía acreditable.	55,3

Fuente: CDEC-SING

Acreditaciones ERNC

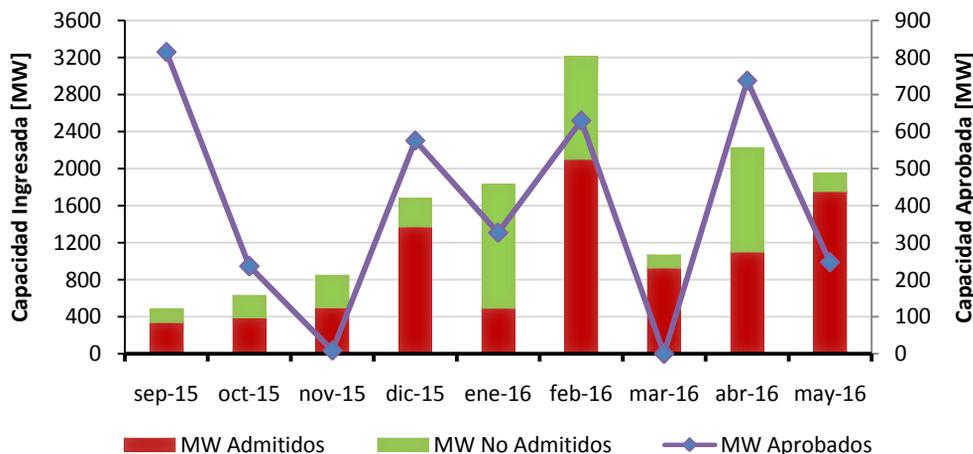
En función de los balances mensuales efectuados por los CDEC, los retiros totales (de ambos sistemas) sujetos a las leyes de acreditación ERNC (20.257 y 20.698) son iguales a **240.320 (MWh)**. Este valor se encuentra asociado a la obligación mensual de **3.930.058 (MWh)** de energía retirada afecta a las leyes.

La oferta de energía reconocida fue de **537.444 (MWh)**, obteniendo un superávit de **55,3 %** del total acreditado.

PROYECTOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL

Proyectos de generación ingresados en el SEIA a mayo 2016

PROYECTOS (MW) EN EVALUACIÓN AMBIENTAL



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en el mes de **mayo** se contabilizaron el ingreso al SEIA un total de **1953,4 MW**. De los cuales **873,4 MW** de potencia son del **SIC**, mientras que en el **SING** se contabilizaron **1.080 MW** de potencia.

Fuente: SEIA

Proyectos aprobados en el SEIA en el mes de mayo 2016

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Sistema	Fecha de Ingreso
Proyecto Planta Termosolar Camarones	ELECNOR Chile S.A	105,0	Fotovoltaico-Termosolar	SING	19/06/2015
FOTOVOLTAICA LOS ANDES	Fotovoltaica Los Andes SpA	30,0	Fotovoltaico	SING	20/11/2015
Aumento de Capacidad de Generación de Energía, Central Solar Chaka	CENTRAL SOLAR DESIERTO I SpA	22,0	Fotovoltaico	SIC	22/09/2015

Fuente: SEIA

Proyectos No admitidos a tramitación en el SEIA en el mes mayo 2016

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Sistema	Fecha de Ingreso
Parque Eólico Las Viñas	Parque Eólico Renaico SpA	58,7	Eólica	SIC	24/05/2016
Parque Eólico Tolpán Sur	Consorcio Eólico Pulmahue SpA	134,6	Eólica	SIC	23/05/2016
Fotoelectricidad TAMARUGAL	Andes Green Energy SpA	1000	Fotovoltaico	SIC	19/05/2016

Fuente: SEIA

Proyectos En Calificación en el SEIA en el mes de mayo 2016

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Sistema	Fecha de Ingreso
Central de Ciclo Combinado Tierra Noble	Global Power Generation Chile SpA	600,0	Gas	SIC	26/05/2016
Parque Eólico Piedra Amarilla	Sociedad Vientos de Renaico SpA	69,3	Eólica	SIC	20/05/2016

PROYECTOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL

Proyectos En Calificación en el SEIA mayo 2016

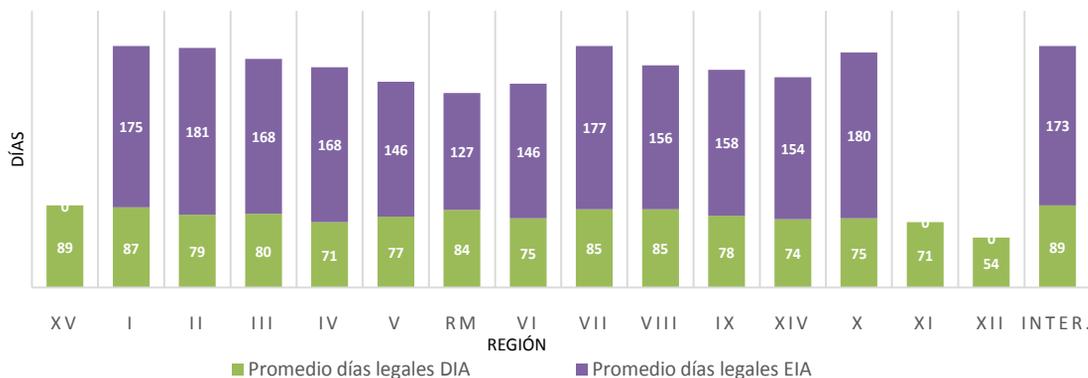
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Sistema	Fecha de Ingreso
Ampliación planta de generación eléctrica Biocruz Generación S.A	Biocruz Generación S.A	1,8	Gas	SIC	19/05/2016
PROYECTO ELECTROSOLAR TAMARUGAL	ANDES GREEN ENERGY SPA	1000,0	Fotovoltaico-Termosolar	SING	18/05/2016
Parque Fotovoltaico Lauca Solar	Arica Solar 1 S.A	80,0	Fotovoltaico	SIC	19/05/2016

Fuente: SEIA

Indicadores de plazo de evaluación (Días legales)

A continuación, se presentan los tiempos promedios de tramitación de un proyecto ingresado al SEIA hasta la notificación de su RCA para cada región del país. Lo anterior en el marco de la evaluación ambiental del período entre enero de 2015 hasta mayo de 2016.

PLAZOS DE EVALUACIÓN



Fuente: SEIA

Noticias

Generación eléctrica en evaluación ambiental casi se duplica en un año

Los proyectos de generación de energía ingresados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) se duplicaron en un año. Así lo constató el catastro realizado por el Ministerio de Energía, actualizado al cierre de abril pasado.

Durante los primeros cuatro meses del año se ingresaron 52 proyectos al SEIA, los que totalizan una capacidad instalada de 4.390 megawatts (MW). A igual período de 2015 las iniciativas ingresadas al SEIA sumaban 27, por un total de 2.538 MW.

¿Qué factores explican este aumento? Desde el ministerio destacan la mejora, a su juicio, de las condiciones en el país para el desarrollo de proyectos, "lo que se refleja en el número y diversidad de proyectos actualmente en construcción". Desde Energía señalaron que la mayor parte de estas iniciativas corresponden a "parques fotovoltaicos con una capacidad instalada menor a 9 MW, que se conectarán directamente a la red de distribución".

Fuente: La Tercera (20/04/2016)

Comisión de Agricultura de la Cámara aprobó indicación sobre caudal ecológico mínimo

Como una medida enmarcada en la reforma al Código de Aguas, la Comisión de Agricultura de la Cámara de Diputados aprobó una indicación sobre caudal ecológico mínimo, que faculta a la Dirección General de Aguas del MOP para aplicar dicho caudal a los derechos de aguas ya existentes en aquellas áreas bajo protección oficial de la biodiversidad y en los ecosistemas que el Ministerio de Medio Ambiente informe como amenazados o degradados.

Lo importante es que la reforma al Código de Aguas que impulsó el gobierno a través del Ministerio de Obras Públicas, ha ido generando consensos. Hasta ahora, la indicación parlamentaria aprobada en la comisión de Recursos Hídricos, que establecía la obligación de aplicar dicho caudal ecológico a todos los derechos concedidos con anterioridad a 2002, había generado discrepancias. Esto fue resuelto en la comisión con una indicación alternativa que tuvo un respaldo transversal, con sólo un voto en contra", destacó el director general de Aguas, Carlos Estévez.

Fuente: Electricidad (16/06/2016)

GENERACIÓN Y PROYECCIÓN

Plan de Obras de Generación SIC CNE ITD abril 2016

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo de abril del 2016, que fija los precios de nudo en las barras del SIC, proyecta una capacidad instalada al año 2031 que sumaría un capacidad adicional de 5.900 MW. Esta proyección corresponde a centrales en construcción y recomendadas por la CNE, sin considerar la capacidad actual.

En lo que concierne a la generación hidroeléctrica se proyecta una nueva potencia instalada en torno a 1.212 MW, lo que representa un 21% del total en el año 2031.

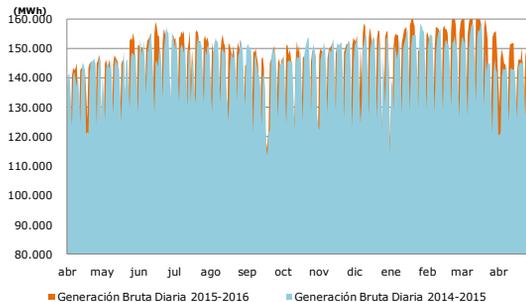
En la generación térmica, cuyos principales combustibles corresponden a diesel, carbón y GNL, se proyecta una potencia a instalar en torno a los 1.725 MW, lo que al año 2031 dejaría a este tipo de centrales con una participación del 29%.

Las instalaciones que utilizan como fuente el sol, se estima que tendrán una capacidad, en el año 2031, de 2.347 MW.

Por otro lado las centrales eólicas proyectan una capacidad adicional de 616 MW al año 2031.

Fuente: ITD_ABR_2016_SIC, CNE

Evolución de la generación bruta diaria (MWh) desde abril de 2015 a abril de 2016



Fuente: CNE



Generación Máxima SIC 2011-2016 (MW)

Año 2011	6.881
Año 2012	6.992
Año 2013	7.246
Año 2014	7.547
Año 2015	7.577
Año 2016	7.789

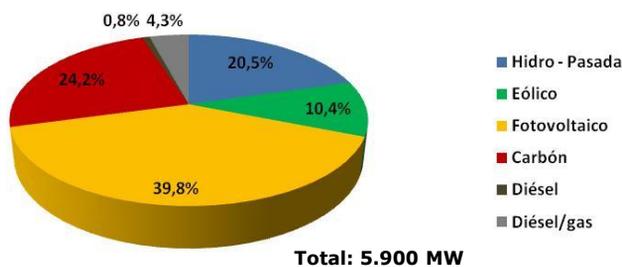
Fuente: CNE

Capacidad Actual y Recomendada diciembre de 2031 (MW)

	Actual	Proy.
Eólica	820	616
Geotermia	-	0
Hidro	6.533	1.212
Solar	616	2.347
Térmico	8.242	1.725

Fuente: ITD_ABR_2016_SIC, CNE / CDEC-SIC Mayores a 20MW

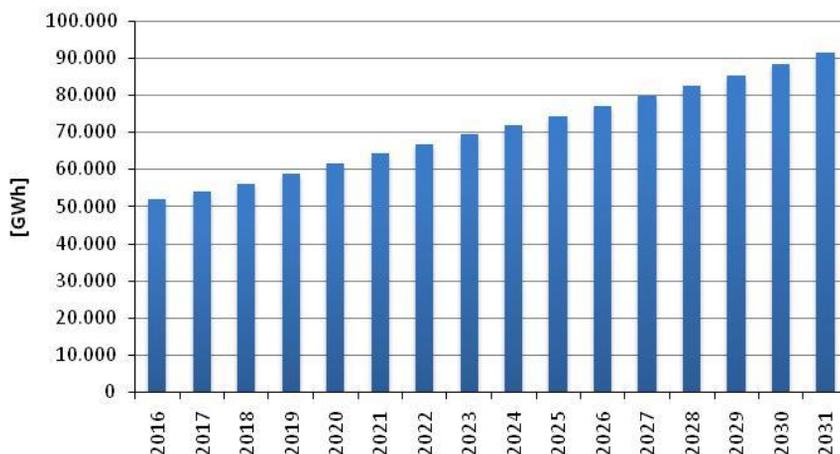
Capacidad en construcción y recomendadas por la CNE en diciembre del año 2031



Total: 5.900 MW

Fuente: ITD_ABR_2016_SIC, CNE

Demanda Proyectada hasta 2031 (GWh)



Fuente: ITD_ABR_2016_SIC, CNE

GENERACIÓN Y PROYECCIÓN

Plan de Obras de Generación SING CNE ITD abril 2016

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo de abril del 2016 que fija los precios de nudo en las barras del SING, la capacidad instalada en el año 2031 alcanzaría los 3.683 MW, esta proyección corresponde a centrales en construcción y recomendadas por la CNE, sin considerar las actuales.

En lo que concierne a la nueva generación hidroeléctrica, no se proyectan centrales.

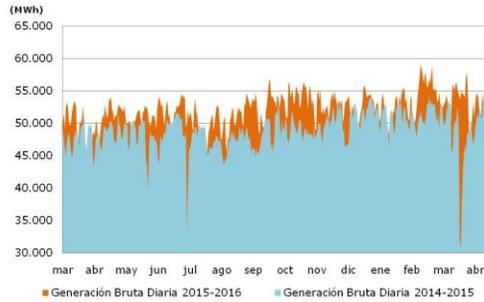
En cuanto a la instalación de centrales térmicas cuyos principales combustibles corresponden a diesel, carbón y GNL, se proyecta una potencia instalada en torno a los 1.728 MW.

Las instalaciones en construcción y estimadas de centrales eólicas alcanzarían los 812 MW al año 2031.

Para las centrales cuya fuente de energía es el sol, las instalaciones en construcción y recomendadas por la CNE suman 1.095 MW de los cuales 110 MW corresponden a una Planta de Concentración Solar (CSP) que entraría en operación el año 2016.

Fuente: CNE ITD_ABR_2016_SING

Evolución de la generación bruta diaria (MWh) desde abril de 2015 a abril de 2016



Fuente: CNE



Generación Máxima SING 2011-2016 (MW)

Año 2011	2.161
Año 2012	2.167
Año 2013	2.219
Año 2014	2.372
Año 2015	2.463
Año 2016	2.555

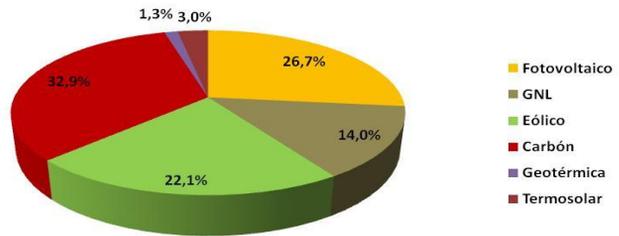
Fuente: CNE

Capacidad Actual y Recomendada Diciembre de 2031 (MW)

	Actual	Proy.
Hidro	10	-
Diesel	212	-
Carbón	2.119	1.211
GNL	1.469	517
Cogeneración	18	-
Solar	92	1095
Eólica	90	812
Geotérmica	-	48

Fuente: ITD_ABR_2016_SING, CNE / CDEC-SING

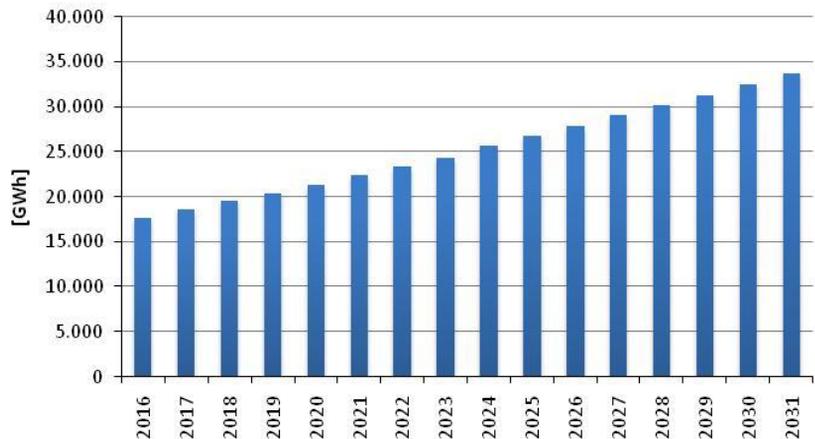
Capacidad en construcción y recomendada por la CNE en diciembre del año 2031



Total: 3.683 MW

Fuente: ITD_ABR_2016_SING, CNE

Demanda Proyectada a 2031 (GWh)



Fuente: ITD_ABR_2016_SING, CNE

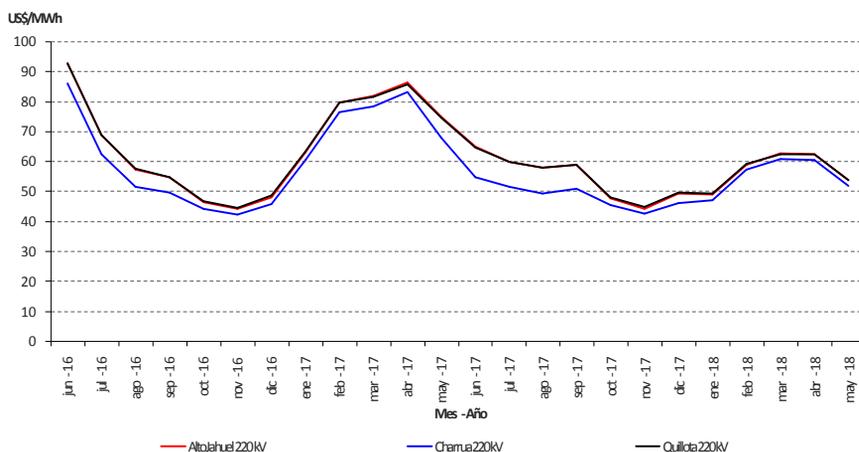
PROYECCIÓN DEL SISTEMA SIC

Proyecciones de Costos Marginales Valgesta Energía

Los costos marginales en el Sistema Interconectado Central se han mantenido en valores similares a los observados en los meses anteriores producto de las lluvias ocurridas.

No obstante, los costos marginales podrían aumentar en caso que se produzca una disminución en las lluvias, puesto que estos son sensibles a la disponibilidad del recurso hídrico. En caso que aumenten los costos, las centrales GNL y Diesel despacharían en reemplazo de las centrales hidroeléctricas.

Este efecto se vería disminuido en el último trimestre del año a causa de los deshielos, lo que provocaría una baja en los costos marginales del sistema.



Fuente: Valgesta Energía

La proyección de costos marginales de largo plazo es posible gracias a la utilización, por parte de **Valgesta Energía**, del Software de programación dinámica dual estocástica conocido por las siglas en inglés como 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.

La información en este Bolefín fue desarrollada por Valgesta Energía solamente para fines informativos, educativos e ilustrativos, por lo que no constituye asesoría en estas materias.

Valgesta Energía S.A.

77.407.350-7

contacto@valgesta.com

(+56 2) 2 224 97 04

ÁREAS DE TRABAJO

- Estudio Mercado Eléctrico
- Diseño e Ingeniería Proyectos de Energía
- Análisis Económicos y Financieros
- Evaluación Ambiental Estratégica

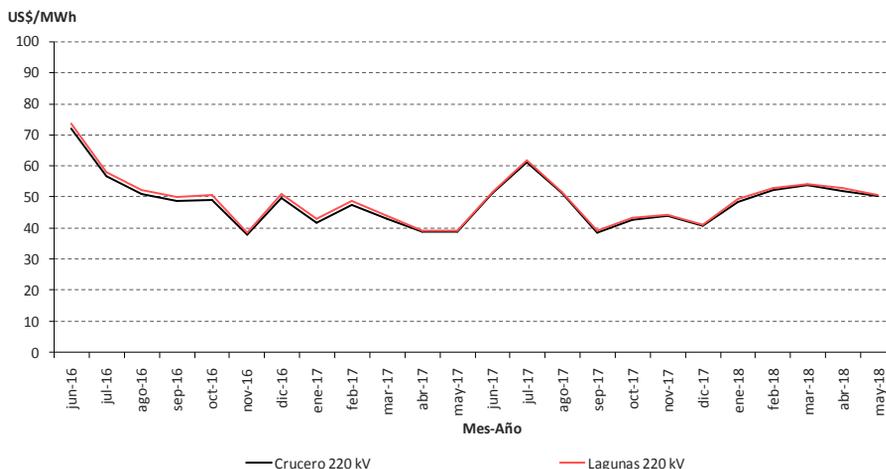
www.valgesta.com

PROYECCIÓN DEL SISTEMA SING

Proyecciones de Costos Marginales Valgesta Energía

La generación del SING es predominantemente térmica, por lo cual los bajos precios de los combustibles han permitido mantener los costos marginales acotados entre 50 y 70 US\$/MWh. Con la información disponible se ha podido observar que los costos marginales del sistema son sensibles al precio del GNL, siendo las centrales de esta tecnología las que generan durante las horas de mayor requerimiento energético del sistema.

Para los próximos meses se espera que los costos marginales disminuyan producto de la entrada en operación de la central Cochrane al sistema. Lo anterior es probable si se considera un precio de los combustibles similar al observado en los últimos meses.



Fuente: Valgesta Energía

La proyección de costos marginales de largo plazo es posible gracias a la utilización, por parte de **Valgesta Energía**, del Software de programación dinámica dual estocástica conocido por las siglas en inglés como 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.

La información en este Boletín fue desarrollada por Valgesta Energía solamente para fines informativos, educativos e ilustrativos, por lo que no constituye asesoría en estas materias.

Valgesta Energía S.A.

77.407.350-7

contacto@valgesta.com

(+56 2) 2 224 97 04

ÁREAS DE TRABAJO

- Estudio Mercado Eléctrico
- Diseño e Ingeniería Proyectos de Energía
- Análisis Económicos y Financieros
- Evaluación Ambiental Estratégica

www.valgesta.com

Tipo de Cambio

El valor del dólar frente al peso chileno cayó este miércoles tras las fuerte recuperación del cobre, mientras que el mercado aguarda la decisión de la Reserva Federal, sobre la política monetaria de Estados Unidos.

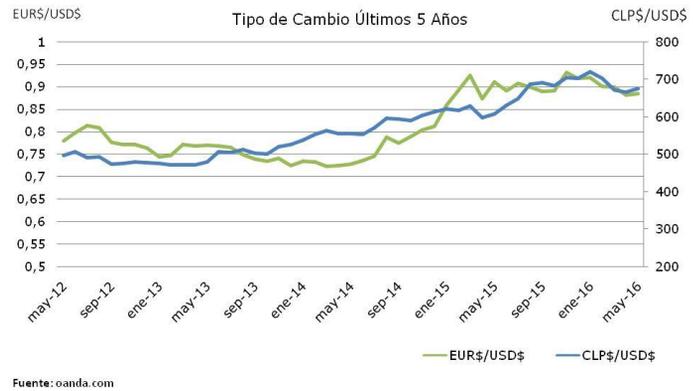
La divisa cedió \$2,70 frente al cierre del martes, hasta niveles de \$686,50 vendedor y 686,0 comprador y dejó atrás una racha de tres alzas consecutivas.

Jaime Fernández, gerente de Trading de Banco Internacional, el mercado está pendiente de la reunión de la FED, aunque las probabilidades de alza de tasas son casi nulas, "lo importante será el tono del comunicado, con respecto a los movimientos futuros en la tasa rectora americana y al pronunciamiento de riesgos globales".

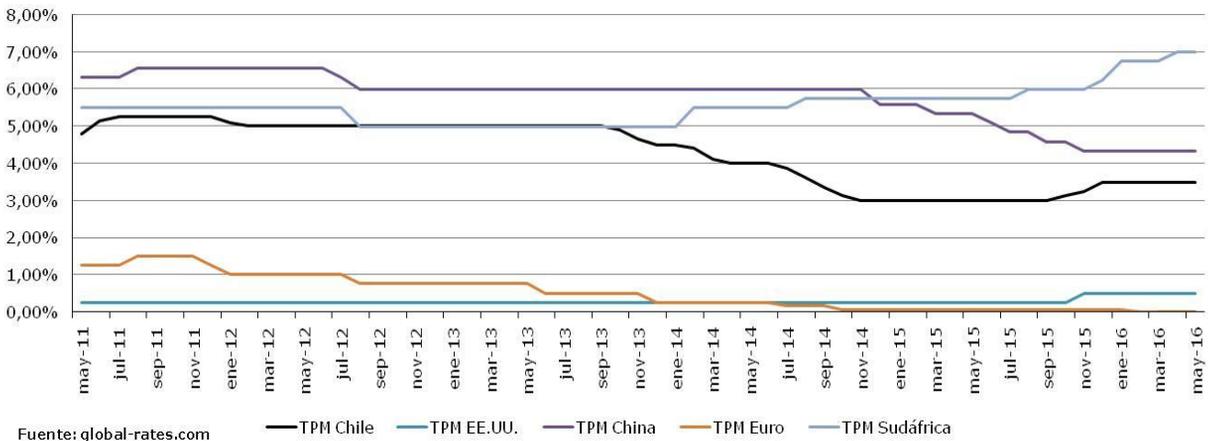
"De insinuar una pronta alza en los tipos de interés, podría llevar al tipo de cambio a romper el techo de \$690 por dólar e ir en búsqueda en el corto plazo de niveles de \$695-\$700", dijo Sergio Cisternas, analista de mercados de xDirect.

Fuente: Emol (15/06/2016)

INDICADORES INTERNACIONALES



Indicadores Económicos



La Bolsa de Santiago cayó este lunes con bajos montos, en línea con el descenso en los mercados globales por la incertidumbre ante la posibilidad de que Gran Bretaña decida en un próximo referendo abandonar la Unión Europea. El Índice de Precios Selectivo de Acciones (IPSA), de las principales acciones de la Bolsa de Santiago, cedió un 0,34%, a 3.940,88 unidades.

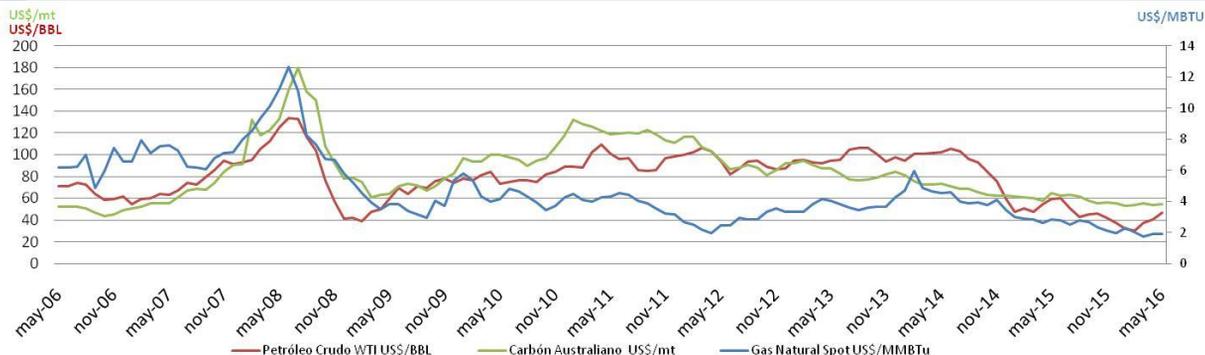
En panorama en el mundo no fue muy distinto. Los precios de las acciones cerraron a la baja el lunes en Wall Street, donde las compañías de materiales, tecnología e industriales fueron algunas de las más afectadas por una liquidación generalizada. En Europa, las principales bolsas cerraron a la baja.

Londres cedía un 1,16%, París 1,85%, Frankfurt 1,80% y Madrid 2,20%. Milán se dejó un 2,91%, después de llegar a caer más de un 3% a causa principalmente de los valores bancarios. Previamente, Tokio cayó 3,51%, Hong Kong 2,52%, Shanghai 3,21%, Seúl 1,9% y Singapur 1,6%.

Fuente: Emol (13/06/2016)

INDICADORES INTERNACIONALES

Precio Internacional de Combustibles



Noticia de Combustibles

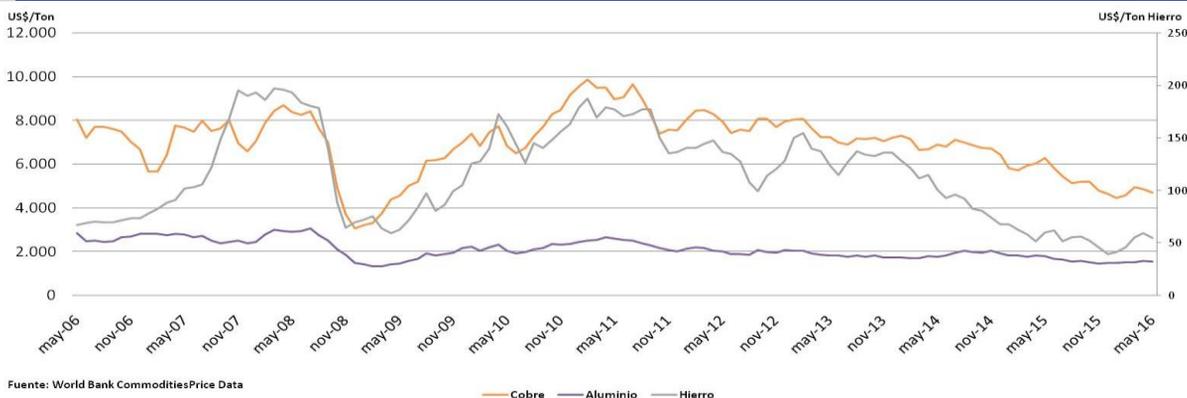
Los precios del petróleo continuaron al alza, manteniéndose sobre los US\$50 el barril, en máximos de 10 meses, después de que nuevos datos mostraran que los inventarios en EEUU cayeron por tercera semana consecutiva.

El barril de Brent subió 2,25% durante la jornada, mientras que en el año acumula un alza de 34,5%. Por su parte, el barril de WTI, subió 1,71%, lo que se compara con un alza de 36,5% en lo que va del año.

Los futuros subieron hasta 0,5% en la bolsa de Nueva York, después de haber avanzado 5,4% en las tres sesiones anteriores. Los inventarios de crudo retrocedieron en 3,23 millones de barriles la semana pasada, después de caer por 5,59 millones de barriles en las dos semanas anteriores, dijo la agencia de energía de EEUU (EIA). Otro factor que estaría impulsando los precios, además de la mejor demanda en EEUU como en China, sería una menor oferta, al menos hasta que EEUU empiece a producir, dicen los expertos.

Fuente: Emol (09/06/2016)

Precio Internacional de Cobre, Aluminio y Hierro



Fuente: World Bank CommoditiesPrice Data

Noticia de Metales

Un aumento de 2,69% registró este miércoles el cobre en la Bolsa de Metales de Londres, en medio de la volatilidad del dólar a nivel internacional y nuevos datos de China. Con esta variación, el metal rojo llegó a US\$2,10 la libra contado "grado A", nivel que se compara con los US\$2,05 del martes y con los US\$2,04797 del lunes. El promedio del mes subió a US\$2,08166, mientras que el anual retrocedió a US\$2,13. "El precio del cobre rebota fuertemente en la jornada de hoy tras las últimas sesiones en que mostró retrocesos, donde una leve caída del dólar a nivel global genera un impulso en los commodities", explicó Ricardo Bustamante, de Capitaria.

El analista de mercados afirmó que también "se dio a conocer que los bancos comerciales de China expandieron sus préstamos en mayo a un nivel muy superior al mes anterior y al esperado por el mercado, lo que revela que el banco central de la gigante economía asiática mantiene una política monetaria expansiva para apoyar la desaceleración en la que se encuentra inmersa". Esta tarde se conocerá la decisión de la Reserva Federal respecto a la tasa de interés y el análisis de la Fed respecto a la economía de Estados Unidos, lo que podría impactar en los mercados.

Fuente: Emol (15/06/2016)

NOTICIAS INTERNACIONALES**FRANCIA**

El regulador francés en materia de energía, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), ha emitido un informe en el que cuestiona las interconexiones internacionales de electricidad y gas con España por una posible relación desfavorable entre costes y beneficios.

Tras aludir a lo "complejo y costoso" de los proyectos, el regulador empieza analizando en su informe las interconexiones de gas y, en concreto, la prevista por Cataluña, conocida como Midcat y en la que trabaja Enagás.

Este proyecto costará cerca de 3.000 millones, de los que Francia deberá aportar cerca de 2.000 millones, y la decisión de adoptarlo "no debería ser tomada a la ligera sin un robusto análisis de coste y beneficio", indica el regulador.

Fuente: *eleconomista.es* (15/06/2016)

REINO UNIDO

Reino Unido está yendo hacia una nueva forma de asegurarse que no se queda sin electricidad, una que podría poner el mercado de energía patas arriba: en lugar de pagar a las eléctricas para que produzcan más electricidad, está pagando a empresas que garantizan que se reduce la demanda industrial.

Los denominados agregadores de demanda se aseguran los compromisos de empresas de todo el país para reducir su consumo eléctrico. Por ejemplo, los supermercados pueden subir la temperatura de los frigoríficos unos grados durante un periodo corto de tiempo sin impacto alguno o las depuradoras pueden apagar las bombas en momentos puntuales. Los agregadores venden luego la reducción en megavatios que se han garantizado al operador de la red National Grid, que cada vez se muestra más partidario de este método de gestión activa de la demanda (DSR, según sus siglas inglesas) que de pagar a las grandes eléctricas por aumentar su capacidad de generación.

Fuente: *Reuters* (24/05/2016)

EL MUNDO

El 2015 fue el mejor año para las energías renovables gracias a la puesta en marcha de instalaciones capaces de generar 147 gigavatios de electricidad, el mayor incremento en la historia, indica un informe divulgado hoy.

El informe "Renewables 2016 Global Status Report", de la organización REN21 -una organización vinculada al Programa Medioambiental de las Naciones Unidas (PNUMA)-, señaló que las inversiones en renovables también alcanzaron niveles históricos en 2015: US\$286.000 millones. Esta cifra no contabiliza las inversiones en grandes plantas de energía hidráulica (de más de 50 megavatios).

REN21 explicó que el aumento se produjo en gran parte porque "las energías renovables ahora son competitivas" con combustibles fósiles en muchos mercados.

Fuente: *Pulso* (02/06/2016)

ESTADOS UNIDOS

El primer envío de gas natural licuado (GNL) desde Estados Unidos arriba mañana al país, específicamente al terminal GNL Quintero. Así lo confirmó ayer a este medio el Ministerio de Energía. Este primer cargamento, que fue gestionado por GNL Chile, proviene del tren de licuefacción 1 del terminal de Sabine Pass (Cameron Parish, Louisiana), perteneciente a la empresa Cheniere Energy. Esta planta de licuefacción es el primer terminal en Norteamérica en exportar shale gas (o gas de esquisto) convertido en GNL a los mercados extranjeros.

El cargamento, transportado en el buque metanero Gaslog Shangai -que zarpó el 15 de mayo-, posee una capacidad de 154.800 metros cúbicos para el transporte de este combustible, que al ser enfriado hasta 160° bajo cero permite su transporte en estado líquido. Todo ello se enmarca dentro del contrato e suministro de GNL que GNL Chile ha suscrito con BG Group (parte de Royalty Dutch Shell Plc). El destinatario final de este envío es la firma Metrogas, que forma parte del pool de clientes de la empresa.

Fuente: *La Tercera* (10/06/2016)

ARGENTINA

Argentina lanzó el miércoles el primer llamado a licitación para la producción de 1.000 MW de energías alternativas, eólica y solar, en momentos en que busca paliar un fuerte déficit energético y sustituir importaciones.

El anuncio llega pocos meses después de que el presidente Mauricio Macri reglamentara una ley de fomento a la energías alternativas que apunta a llevar la producción al 8 por ciento a finales del 2017, desde el 1,8 por ciento actual.

La nueva ley además indica que el consumo total de energías alternativas deberá ir en ascenso hasta alcanzar el 20 por ciento -unos 10.000 megavatios de potencia- en el 2025. "Se licitaron cupos. De los 1.000 MW hay 600 eólicos, 300 solares, 65 biomasa, 20 minihidro y 15 biogás", dijo a periodistas Sebastián Kind, subsecretario de energías renovables.

Fuente: *Reuters LTA* (19/05/2016)

BRASIL

La petrolera brasileña Petrobras prevé terminar el año con un saldo final de caja de US\$21.000 millones, que se compara con los US\$26.000 millones de principios de año, según el flujo de caja presentado este viernes por la empresa a analistas e inversores.

Según el flujo de caja para este año, Petrobras prevé inversiones por US\$19.000 millones y US\$6.000 millones en garantías judiciales.

La empresa, que no prevé pagar dividendos, apuntó que deberá colocar US\$1.000 millones en deuda este año y desinvertir US\$14.000 millones.

El director financiero de Petrobras, Ivan Monteiro, dijo que espera que la petrolera controlada por el Estado termine 2017 con una caja semejante a la de este año.

Fuente: *Pulso* (16/06/2016)

