

BOLETÍN

INFORMATIVO



Mantente actualizado a
través de nuestra cuenta

www.valgesta.com
Alonso de Córdova 5900,
oficina 402, Las Condes.
contacto@valgesta.com
(+56) 2-2224-9704

ESTADÍSTICAS A JULIO 2019

Flexibilidad: Rampas por energías renovables variables llegarían hasta 6.000 MW a 2030

La necesidad de que la regulación del sector eléctrico abra las puertas a un nuevo mercado de la flexibilidad a nivel local, planteó el gerente general de Valgesta Energía, Ramón Galaz, ante los cambios que experimenta la operación del sistema eléctrico nacional con la mayor incorporación de energía renovable variable, donde a futuro se podría ver afectado debido al alza en los niveles de rampas, que son las inyecciones y salidas de altas cantidades de potencia en un corto tiempo.

Este tema fue presentado esta semana en el seminario «Desafíos Regulatorios de la Transición Energética: Flexibilidad y Almacenamiento», organizado por la consultora junto a Colbún, donde se vieron las necesidades futuras de flexibilidad en el sistema eléctrico nacional, además de mostrar el rol del almacenamiento en el desarrollo y expansión de la infraestructura eléctrica en los próximos 10 años.

El ejecutivo explica a ELECTRICIDAD que, de acuerdo a las modelaciones realizadas por Valgesta, «al año 2030 podríamos observar rampas por sobre los 4.000 MW en una hora e incluso 6.000 MW en rangos de tiempo mayores a ese», razón por la cual se identificaron posibles escenarios, en los cuales la operación del sistema eléctrico «se verá fuertemente afectada».

Evolución

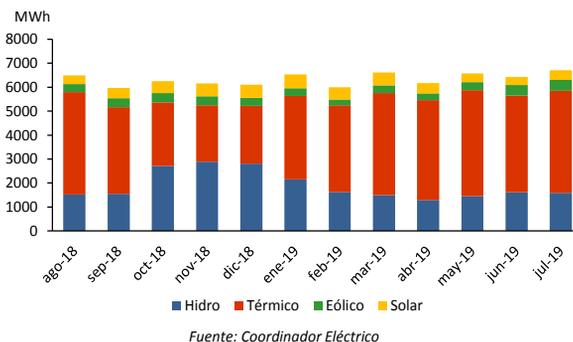
Como ejemplo menciona que la participación horaria máxima diaria de generación solar fotovoltaica y eólica actualmente llega a 34% aproximadamente, lo que podría superar el 65% en 2030, por lo que plantea que las rampas de demanda neta son un aspecto que deberá ser profundizado por la gestión del sistema eléctrico a futuro.

Medidas

En ese sentido, Galaz afirma los sistemas de almacenamiento, también desde la gestión de la demanda, «pueden ser estrategias muy útiles para que se incorporen al mercado de manera eficiente y den una buena respuesta al desafío de la flexibilidad en el sistema eléctrico».

Fuente: Revista Electricidad (09/08/2019)

Generación SEN últimos 12 meses



Despacho de generación (GWh)

Generación Térmica	4.261
Generación Hidráulica	1.586
Generación Eólica	465
Generación Solar	394
Generación Total	6.707

Fuente: Coordinador Eléctrico

Precios de electricidad promedio (US\$/MWh)

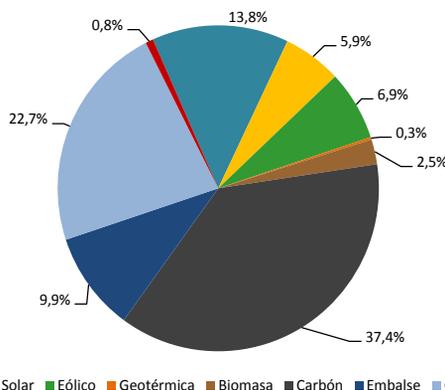
CMg Crucero 220 kV	46,6
CMg Cardones 220 kV	47,2
CMg Pan de Azúcar 220 kV	47,8
CMg Quillota 220 kV	48,9
CMg Charrúa 220 kV	48,4
CMg Puerto Montt 220 kV	47,6

Fuente: Coordinador Eléctrico

Precios de Nudo y PMM (US\$/MWh)

Quillota 220 kV	68,0
Crucero 220 kV	69,1
PMM SEN	101,7

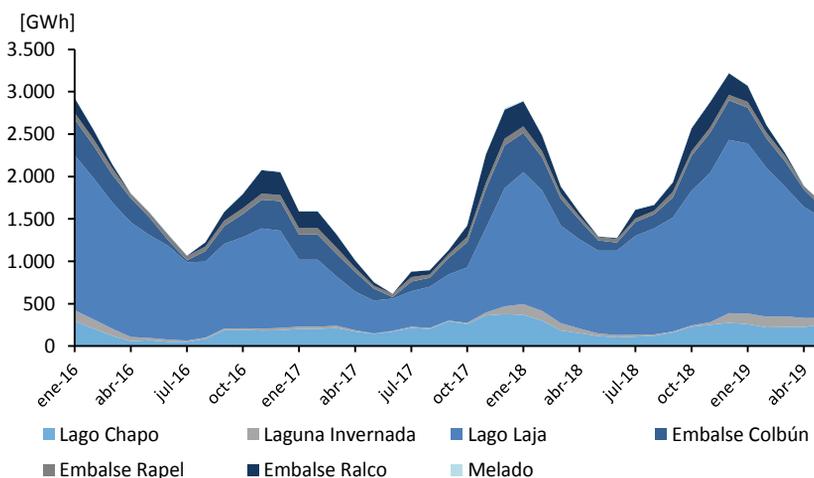
Fuente: CNE



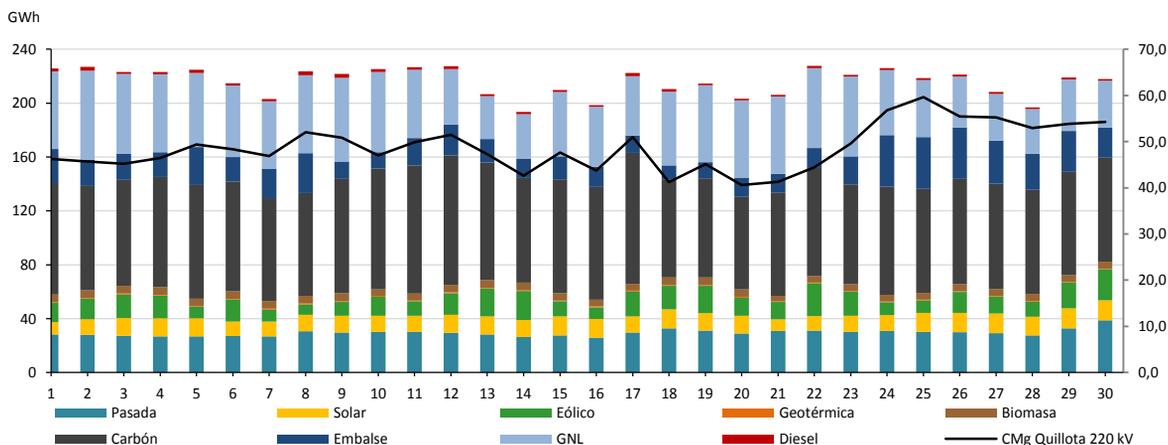
■ Pasada ■ Solar ■ Eólico ■ Geotérmica ■ Biomasa ■ Carbón ■ Embalse ■ GNL ■ Diesel

Fuente: Coordinador Eléctrico

Energía embalsada mensual



Generación y costos marginales en Quillota 220 kV, julio 2019

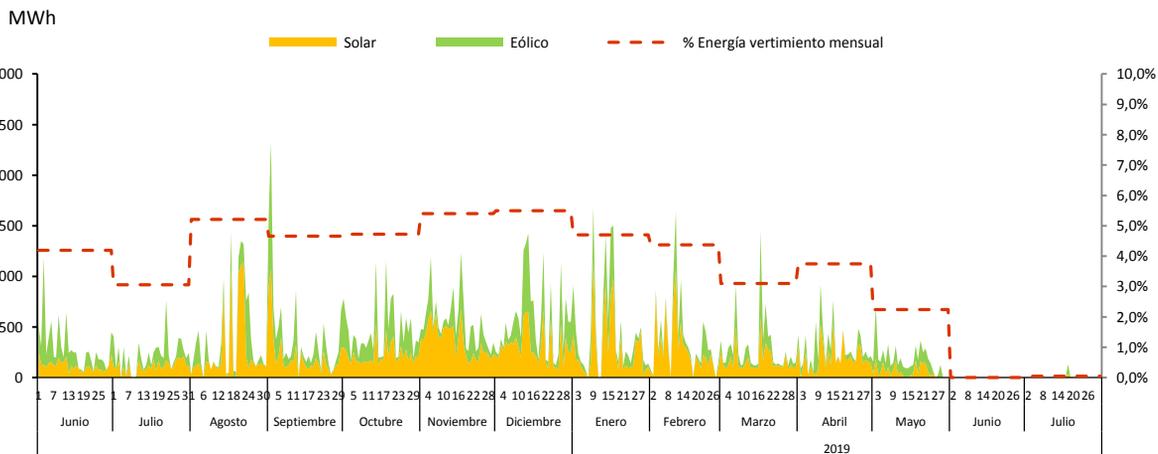


En el mes de julio de 2019, el total de energía generada en el SEN alcanzó los 6.707 GWh, siendo un 61% generada por centrales térmicas, el 24% de la energía fue aportada por centrales hidráulicas, un 6% fue generada por centrales solares, un 7% fue generada por centrales eólicas, un 2,5% fue generada por centrales de biomasa, y un 0,3% fue aportada por geotermia.

El promedio de los costos marginales en la barra Quillota 220 kV correspondió a 48,9 US\$/MWh.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Vertimientos de generación ERNC de junio 2018 a julio 2019



El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde junio 2018 a julio 2019.

Dichas reducciones corresponden a limitaciones a la generación de centrales eólicas y solares, las cuales son dispuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta a la presencia de congestiones en el sistema de transmisión.

Las reducciones mensuales de generación de centrales eólicas y solares desde junio 2018 a julio 2019 que se han observado son:

Junio 26,2 GWh (4%)	Noviembre: 49,4 GWh (5%)	Enero: 42,4 GWh (5%)	Junio: 0 GWh (0%)
Julio: 19,8 GWh (3%)	Diciembre: 52,8 GWh (5%)	Febrero: 32,7 GWh (4%)	Julio: 0,392 GWh (0%)
Agosto: 35,9 GWh (5%)		Marzo: 27,5 GWh (3%)	
Septiembre: 37,3 GWh (5%)		Abril: 26,5 GWh (4%)	
Octubre: 42,0 GWh (5%)		Mayo: 16,2 GWh	

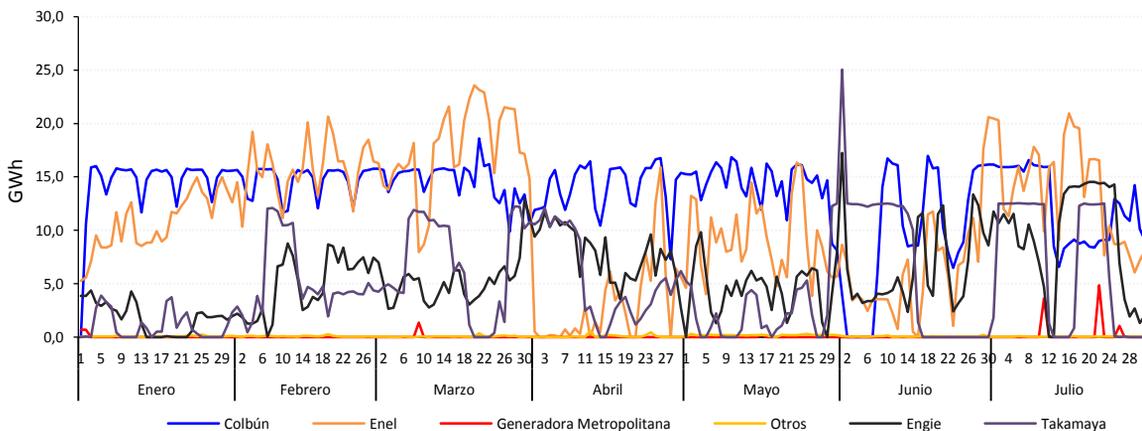
2018

2019

Los porcentajes presentados para cada mes corresponden a la energía reducida respecto a la generación efectivamente despachada por centrales solares y eólicas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

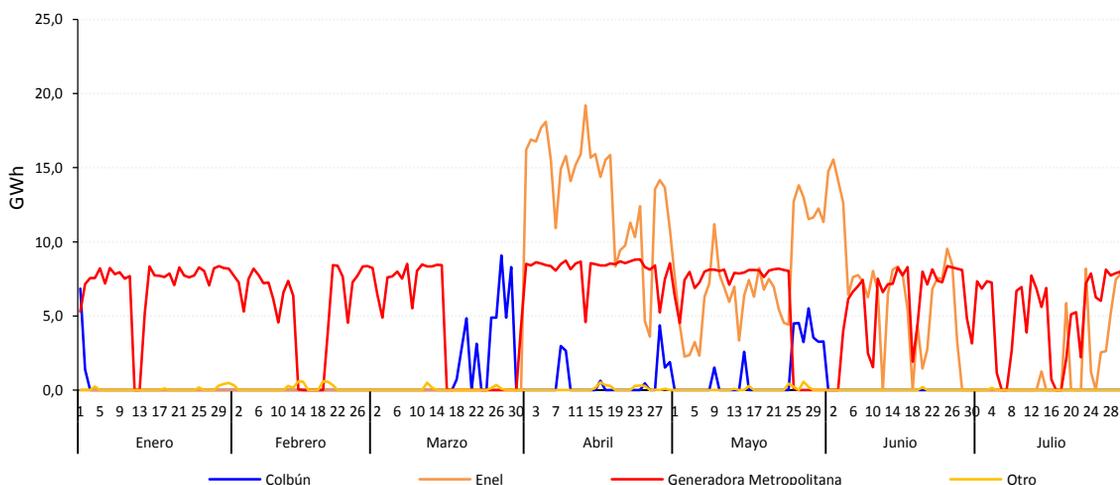
Generación con gas natural desde terminales Quintero - Mejillones



En el mes de julio de 2019, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 1311 GWh, lo que representó el 19,5% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 28,7% se atribuye a Colbún, un 32,4% se atribuye a Enel, un 15,9% se atribuye Tamakaya, un 22% se atribuye a Engie, y el resto a otras empresas generadoras con una menor participación.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con gas natural argentino



En el mes de julio de 2019, la generación de centrales GNL abastecidas con gas argentino fue de 208,7 GWh, lo que representó el 3,1% de la generación total del SEN. Estas inyecciones se atribuyen principalmente a las empresas Enel cuya participación fue del 24,15%, Generadora Metropolitana con 75,78% y otras empresas con un 0,1%.

Estas inyecciones representaron el 13,7% de la generación total de centrales a GNL en el SEN.

Fuente: Coordinador Eléctrico

CENTRALES EN PRUEBAS

Central	Estado	Entrada en operación	Central	Estado	Entrada en operación
Huatacondo (Solar) 98 MW	En Pruebas	Septiembre 2019	Los Guindos 2 (Diésel) 132 MW	En Pruebas	Septiembre 2019
FV Los Colorados (Solar) 3 MW	En Pruebas	Septiembre 2019	PE Sarco (Eólico) 170 MW	En Pruebas	Septiembre 2019
PE Aurora (Eólico) 126 MW	En Pruebas	Septiembre 2019			
Cumbres (Hidroeléctrica de Pasada) 19,3 MW	En Pruebas	Septiembre 2019			

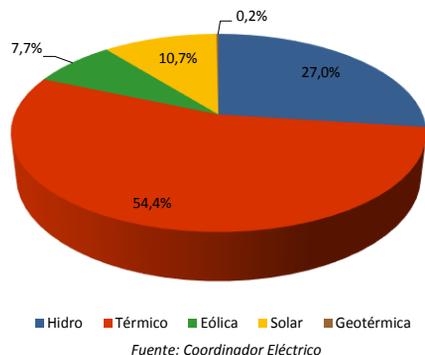

Las seis oportunidades que tienen los sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico

Seis son las oportunidades que identificó un estudio hecho por Valgesta Energía para la participación de los sistemas de almacenamiento energético en el mercado eléctrico local, donde se plantea una propuesta regulatoria para la realidad chilena:

- 1) Arbitraje de energía:** Consiste en aprovechar las diferencias del precio marginal a lo largo de un período de tiempo, precisando que se obtiene un beneficio «al cargar el sistema de almacenamiento en momentos en que el precio sea bajo (como en horas de mayor generación renovable, o en horas de menor demanda) y descargarlo en momentos en que el precio sea alto (horas peak)».
- 2) Capacidad:** «La función de entregar capacidad en las horas punta es asumida por unidades convencionales con gran capacidad de rampa, las cuales pueden tener altos costos de operación», por lo que los sistemas de almacenamiento «pueden asumir este rol y entregar capacidad para las horas punta, cargándose en horas de baja demanda y por ende a menores precios (se vincula con el arbitraje de energía)».
- 3) Co-localización con ERNC:** La generación de fuentes renovables «muchas veces se debe «verter» para así respetar las limitaciones de las líneas de restricción y los mínimos técnicos de las centrales térmicas», razón por la cual sostiene que el uso de sistema de almacenamiento instalados junto con plantas de energías renovables, permitiría almacenar la sobre generación y entregarla en horas donde su fuente de generación no está disponible. Además, distribuir su generación en el tiempo puede ayudar a mejorar el nivel de capacidad que se le reconoce a este tipo de plantas, lo que aumentaría su remuneración por este concepto.
- 4) Servicios Complementarios y Flexibilidad:** La creciente penetración de fuentes de Energías Renovables Variables «trae consigo un riesgo a la seguridad del sistema, debido a la variabilidad de las inyecciones, y la disminución de la inercia sistémica, por lo que se requieren unidades que sean capaces de entregar servicios como regulación de frecuencia rápida, y que puedan operar con grandes rampas de toma de carga, para lo cual los sistemas de almacenamiento son una buena opción. Además, pueden entregar otros servicios como regulación de tensión, reserva en giro y partida en frío».
- 5) Refuerzo de transmisión:** La instalación de fuentes renovables «se da a un ritmo más rápido que la instalación de nuevas líneas de transmisión, además de que la disposición geográfica de estas fuentes depende fuertemente de la disponibilidad de los recursos con los que se genera (viento, radiación solar, agua) y de aquellos lugares donde su disponibilidad es mayor. Por estos motivos, ante un aumento de fuentes de energías renovables, es esperable un aumento en los problemas de congestión en los sistemas de transmisión». «Los sistemas de almacenamiento pueden aliviar problemas de congestión si se localizan en puntos estratégicos, además, su instalación no presenta las dificultades como la aceptación pública o los grandes requerimientos de servidumbres».
- 6) Propuesta:** Para permitir el desarrollo de estas oportunidades, se requiere «de una revisión y modificación regulatoria en aquellos mercados no integrados verticalmente, junto con la generación de señales de precio efectivas».

ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

Capacidad instalada SEN a Julio 2019



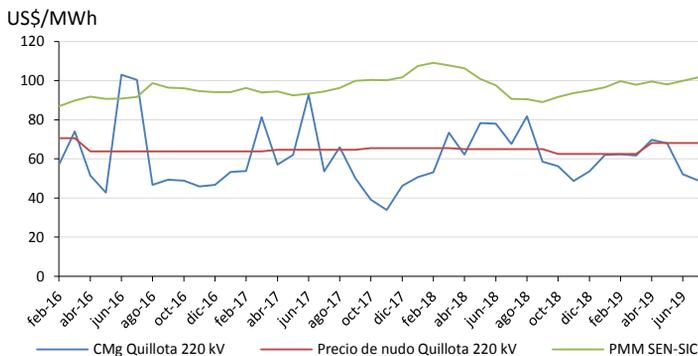
Capacidad instalada SEN (MW)

Hidro	6.780
Térmico	13.641
Eólica	1.938
Solar	2.671
Geotermia	45
Total	25.074

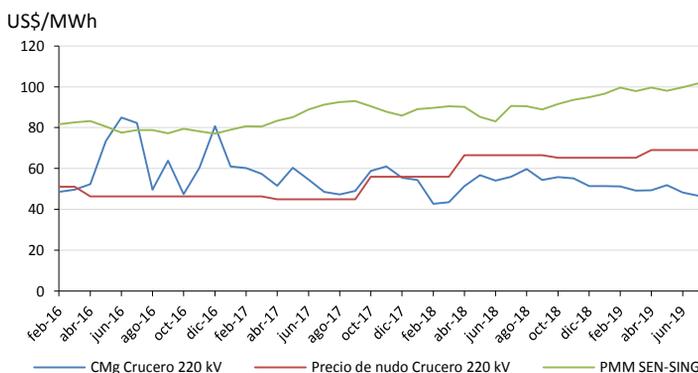
Fuente: Coordinador Eléctrico

OBS: en los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado hasta junio 2018 corresponden a SEN-SING y SEN-SIC, luego de dicho mes, corresponden a PMM del SEN.

Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo histórico Quillota 220 kV



Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo histórico Crucero 220 kV



Noticias Sistema Eléctrico Nacional

La factibilidad de instalar baterías de almacenamiento en hidroeléctricas de pasada

Varias son las ventajas que aprecia Claudia Rahmann, académica del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile, en torno a los sistemas de baterías para almacenar energía en las instalaciones de centrales hidroeléctricas de pasada, la cual actualmente está desarrollando AES Gener en la central Alfalfal I, en la zona del Cajón del Maipo.

Este proyecto, conocido como Virtual Dam, busca complementar el aporte de energía desde esta central, por lo que contempla 10 MW de potencia instalada en baterías de ion litio, las cuales tienen la capacidad de suministrar electricidad por cinco horas, equivalente al suministro de unos 4.000 hogares.

Según Rahmann, «Dado que las centrales hidroeléctricas de pasada no tienen capacidad de almacenamiento de agua, este tipo de centrales debe aceptar el caudal de agua disponible en el río «tal como llegue» y si por temas de capacidad de las turbinas, no es posible captar todo el caudal de agua, el agua «sobrante» debe ser vertida, es decir, se pierde en términos de energía eléctrica. Así, la operación conjunta de una central hidroeléctrica de pasada con un sistema de almacenamiento en base a baterías presenta grandes ventajas, como mitigar la incertidumbre asociada al recurso hídrico.

Fuente: Revista Electricidad (16/08/2019)

Enel recibe autorización para adelantar retiro de central termoeléctrica Tarapacá

La Comisión Nacional de Energía (CNE), autorizó a Gasatacama Chile S.A., filial de Enel Generación Chile, para proceder al retiro final, desconexión y cese de operación de la central Tarapacá, de 158 MW, para el 31 de diciembre de 2019.

De acuerdo a lo informado por la empresa generadora, «este hito estaba inicialmente previsto para mayo de 2020 pero la compañía solicitó formalmente a la autoridad anticiparlo».

«La decisión de adelantar el cierre definitivo de la planta se enmarca en el contexto del acuerdo de retiro de centrales termoeléctricas a carbón suscrito con el gobierno de Chile a través del Ministerio de Energía. Valoramos la respuesta favorable de la CNE a nuestra solicitud porque nos permite avanzar más rápido en nuestro compromiso de descarbonización y así, liderar la transición de Chile hacia una matriz energética cada vez más renovable», explicó Paolo Pallotti, gerente general de Enel Chile.

El artículo 72°-18 de la Ley General de Servicios Eléctricos señala que la solicitud para el retiro final, desconexión y cese de operación de unidades generadoras se realiza con una anticipación de 24 meses, con la posibilidad que la CNE exima de dicho plazo.

Fuente: Revista Electricidad (29/07/2019)

BALANCE ERNC A JUNIO 2019

Balance ERNC Junio 2019

Total retiros afectos a obligación (GWh)	5.794
Obligación ERNC (GWh)	503,0
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	8,7%
Inyección ERNC (GWh)	1100,3
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	19,0%

Fuente: Coordinador Eléctrico

Lo anterior implica que en junio de 2019 las inyecciones ERNC superaron en **10,3 puntos porcentuales** a la obligación.

NOTICIA ERNC

Enel firma con Anglo American el mayor PPA renovable de Chile

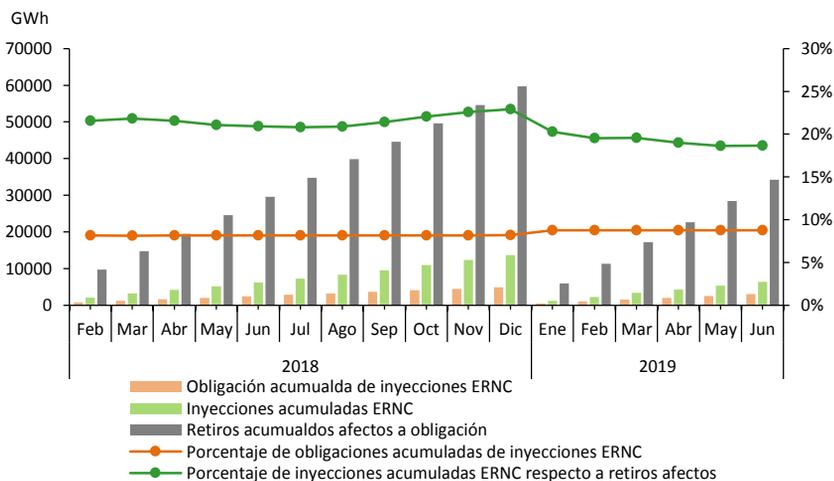
Enel, a través de su filial chilena Enel Generación Chile, y la compañía minera Anglo American firmaron la pasada semana un acuerdo por el cual la subsidiaria chilena de Enel suministrará hasta 3 TWh de energía renovable por año a Anglo American durante un período de 10 años, suficiente para satisfacer las necesidades de las operaciones de la compañía minera en el país. Comenzará a regir en enero de 2021 y tendrá una duración de diez años, tiempo en que será certificado por la entidad internacional IREC Standard.

El contrato prevé el suministro energético de las operaciones Los Bronces, El Soldado y Chagres, que serán abastecidas con energía que provendrá en su totalidad de fuentes renovables, y se trata del mayor PPA del país para clientes libres. Con este contrato, a partir de 2021, la compañía reducirá en más de un 70% sus emisiones totales.

En 2018, Enel en Chile vendió alrededor de 23.2 TWh de electricidad. El Grupo en Chile tiene 1.9 millones de clientes y más de 2,000 empleados. El país también alberga a Enel Américas, a través de la cual el Grupo opera en Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

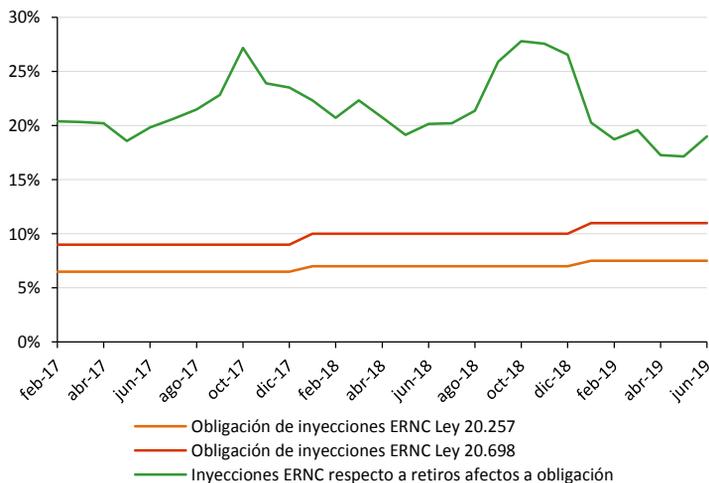
Fuente: PV Magazine (01/08/2019)

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde febrero 2018 a junio 2019



Fuente: Coordinador Eléctrico

Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Acreditaciones ERNC

En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (ley 20.257 y ley 20.698) de enero a junio 2019, corresponden a **34.239 (GWh)**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero a junio 2019, correspondió a **2.992 (GWh)**, lo que corresponde a un **8,7%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

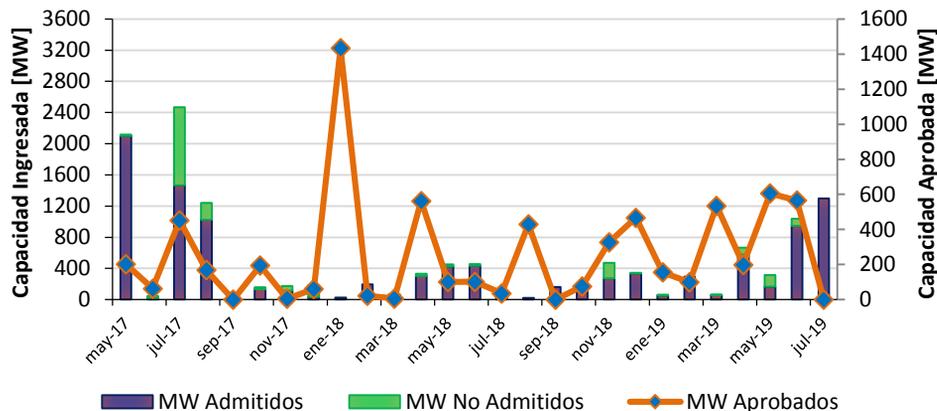
Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero a junio 2019, fueron de **6.394 (GWh)**, lo que corresponde a un **18,7%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por último, en el mes de junio, las inyecciones ERNC superaron en **10 puntos porcentuales** a las obligaciones.

PROYECTOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL

Proyectos de generación eléctrica ingresados en el SEIA en julio 2019

PROYECTOS (MW) EN EVALUACIÓN AMBIENTAL Y APROBADOS



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en julio de 2019 ingresaron al SEIA un total de **1515,8 MW** de potencia. Durante dicho mes, y en relación con proyectos de generación, no hubieron aprobaciones ni proyectos no admitidos a tramitación.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA (e-SEIA)

Proyectos en Calificación en el SEIA en julio 2019

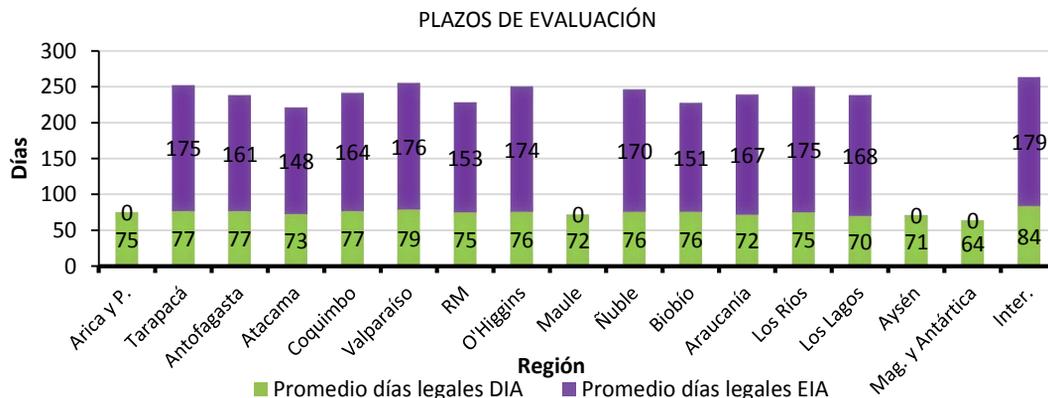
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Región	Fecha de Ingreso
Parque Solar La Peña	Andina Solar 13 Spa	8	Solar Fotovoltaica	V Región	11-2020
Yanqui Solar	Yanqui Solar Spa	8	Solar Fotovoltaica	VIII Región	12-2020
Parque Fotovoltaico Curicura	Parque Solar Aurora Spa	9	Solar Fotovoltaica	VII Región	01-2021
Parque fotovoltaico Romero	Parque Solar El Sauce Spa	9	Solar Fotovoltaica	VII Región	01-2021
Parque fotovoltaico La Perla	MVC Solar 38 Spa	9	Solar Fotovoltaica	VIII Región	01-2021
Central Solar Fotovoltaica Mandinga	Mandinga Solar Spa	9	Solar Fotovoltaica	RM	02-2021
Central GLP Talcuna	MARQUESA GLP Spa	6	GLP	IV Región	07-202
Termosolar Bundang-Gu Calama	Andes Green Energy Spa	707	Solar Fotovoltaica y Termosolar	II Región	01-2026
Planta Fotovoltaica Sierra Gorda Solar	Enel Green Power Del Sur S.P.A.	404	Solar Fotovoltaica	II Región	02-2023

Fuente: SEIA (e-SEIA)

PROYECTOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL

Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

A continuación, se presentan los plazos promedios para la evaluación ambiental de proyectos ingresados como Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) de cada región. Lo anterior considerando, como situación basal, el tiempo empleado en las evaluaciones de proyectos calificados (aprobados y rechazados) durante el periodo comprendido entre enero de 2018 hasta julio de 2019.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

Noticias

Seis de los ocho embalses que generan energía se encuentran bajo niveles históricos

Ocho son los embalses que operan actualmente en Chile y que se usan para el almacenamiento de energía, los que mayoritariamente vienen presentando niveles bajo los promedios históricos.

Según las cifras que son reportadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) seis de los ocho recintos se encuentran en una situación deficitaria.

El más representativo del listado es el embalse Laja, el cual cuenta con la mayor capacidad de generación de energía. Al cierre de junio, esta represa acumula un promedio mensual de 1.823 GWh, es decir, un 35% menos que el indicador del primer semestre de los últimos 19 años.

Con todo, el año se juega durante la segunda parte del ejercicio, cuando luego de las lluvias, comienzan los deshielos. Aunque tampoco se prevé un cambio importante en la tendencia. Esto se suma a que los embalses del sistema eléctrico han soportado 5 años de hidrologías secas y está por verse si entrarán a una fase de recuperación.

Respecto a los efectos de esta situación en el precio que muestra el costo marginal de la energía, este se encuentra contenido, debido a la puesta en servicio de nuevas centrales eficientes, particularmente solares y eólicas, que han desplazado la generación térmica.

Fuente: El Mercurio (22/07/2019)

Se aprueba proyecto de delitos ambientales en comisión del Senado

Un importante paso se dio en la jornada de ayer en materia medioambiental. Esto, porque la Comisión de Medio Ambiente y Bienes Nacionales del Senado despachó el proyecto de ley de delitos ambientales. Este fue presentado por el gobierno en enero pasado para que fuera reemplazado por una propuesta realizada por un equipo de expertos. Dentro de las materias del proyecto aprobado se considera que el establecimiento de un delito de contaminación se configura por la superación normativa de estándares reglamentarios.

Además, el daño ambiental se establece como agravante para el delito de contaminación. Otro aspecto que se toma en cuenta, es que el ejercicio de la acción penal le corresponde al Ministerio Público y no a la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA), como era la idea del ejecutivo.

También se destaca que al proyecto se incorporan delitos penales especiales que estaban contenidos entre otras leyes, como, por ejemplo, el delito de contaminación de aguas establecido en el artículo 136 de la Ley de Pesca. Además, se establecen delitos contra la administración ambiental y se sanciona con penas privativas de libertad a los funcionarios públicos que obren maliciosamente en el marco del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).

Fuente: La Tercera – Pulso (14/08/2019)

GENERACIÓN Y PROYECCIÓN

Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, segundo semestre 2019

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Segundo Semestre del 2019, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2030 de 4.658 MW. Esta proyección incluye centrales en construcción y recomendadas por la CNE, sin considerar la capacidad actual.

En relación con centrales hidroeléctricas se proyecta una potencia adicional instalada en torno a 1.178 MW para el año 2030.

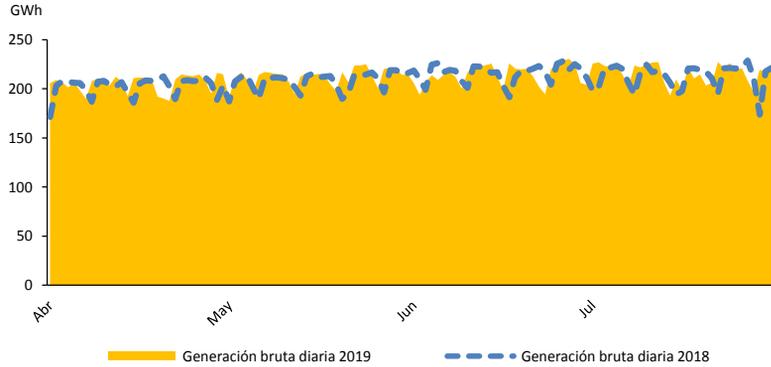
Con respecto a centrales térmicas, cuyos principales combustibles corresponden a Carbón, Diésel y GNL, se proyecta una potencia a instalar en torno a los 658 MW.

Para el año 2030, se estiman 2493 MW de capacidad adicional en instalaciones solares y 110 MW termosolar.

Por otro lado para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 3.295 MW al año 2030.

Fuente: ITD Segundo Semestre 2019, CNE

Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) Meses de abril a julio de 2018 y 2019



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN

2017	10.360 MWh
2018	10.776 MWh
2019	10.687 MWh

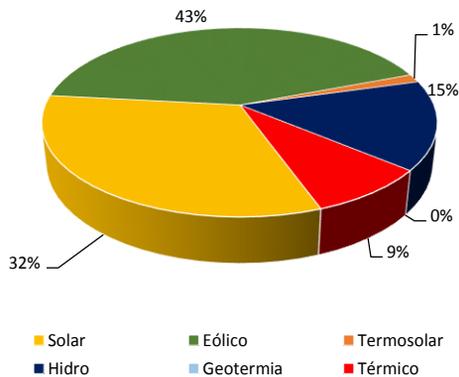
Fuente: Coordinador Eléctrico

Capacidad julio 2019 y recomendada a instalar al año 2030 (MW)

	Ene. 19	Rec.
Eólica	1.938	3.295
Geotermia	45	0
Hidro	6.780	1.178
Solar	2.671	2493
Termosolar	0	110
Térmico	13.641	658

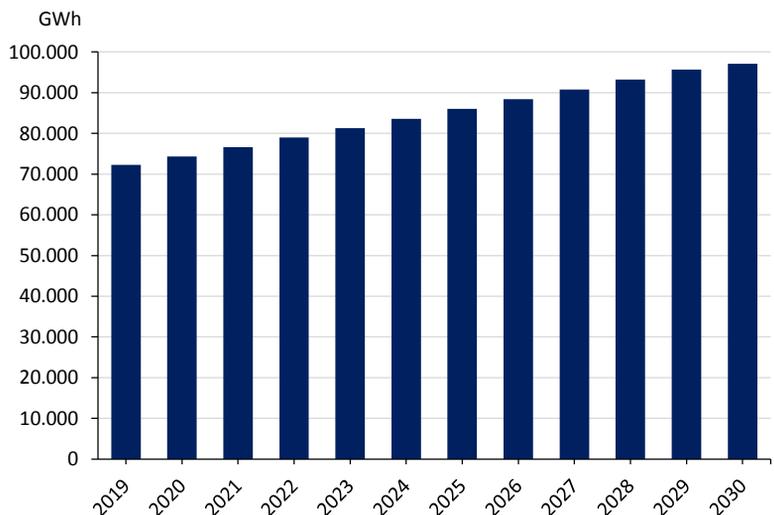
Fuente: ITD Segundo Semestre 2019, CNE

Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2029



Fuente: ITD Segundo Semestre 2019, CNE

Demanda proyectada del SEN (GWh)



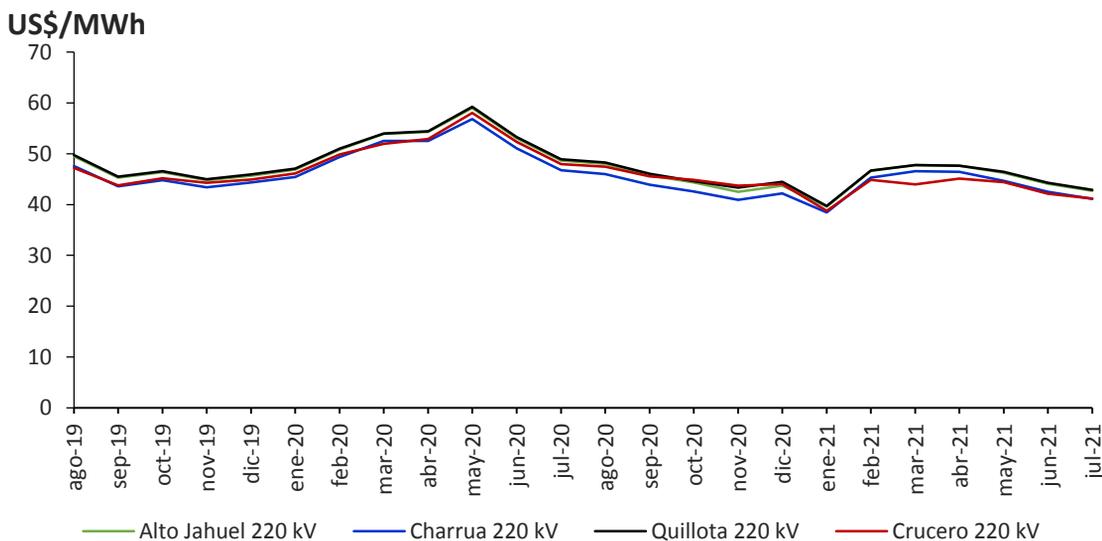
Fuente: ITD Segundo Semestre 2019, CNE

PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN
Proyecciones de costos marginales Valgesta Energía

En junio de este año entró en operación la línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV, que corresponde al último tramo del circuito Cardones – Polpaico. Esto conlleva que para los siguientes meses se espera que disminuyan las restricciones de transferencias de energía entre el sector norte y centro, y con ello los desacoples de los costos marginales de dichos sectores. Además, se espera que se reduzcan las limitaciones a la generación de centrales eólicas y solares ubicadas al norte de la barra Nogales 220 kV.

Lo expuesto en el párrafo precedente se ve reflejando en las diferencias de costos marginales proyectados entre la barra Quillota 220 kV y Crucero 220 kV. Dichas diferencias se reducen significativamente con la entrada en servicio del tramo Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.

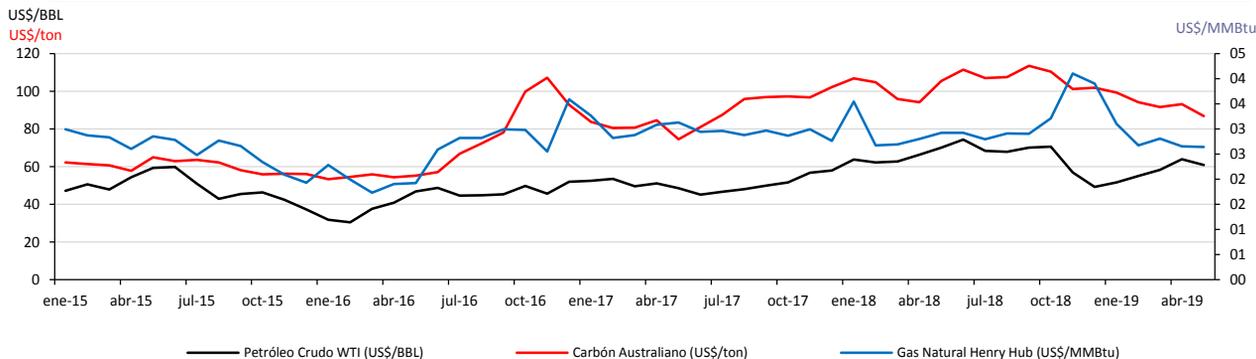
Para el segundo semestre del año 2019 se espera que los costos marginales promedio mensual en las barras de Crucero 220 kV y Quillota 220 kV se mantengan en torno a los 45 US\$/MWh y 47 US\$/MWh respectivamente. Cabe indicar que dichos costos marginales proyectados dependen en gran parte de la condición hidrológica que se presente.



La proyección entregada en este boletín fue desarrollada por Valgesta Energía solamente para fines informativos e ilustrativos, por lo que no constituye asesoría en estas materias.

INDICADORES INTERNACIONALES

Precio Internacional de Combustibles



OPEP ve menor demanda de su petróleo en 2020 y apunta a superávit

En sus primeras proyecciones para el 2020, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) dijo que el mundo necesitaría 29,27 millones de barriles por día (bpd) de crudo de sus 14 estados miembros el próximo año, una baja de 1,34 millones de bpd respecto al 2019.

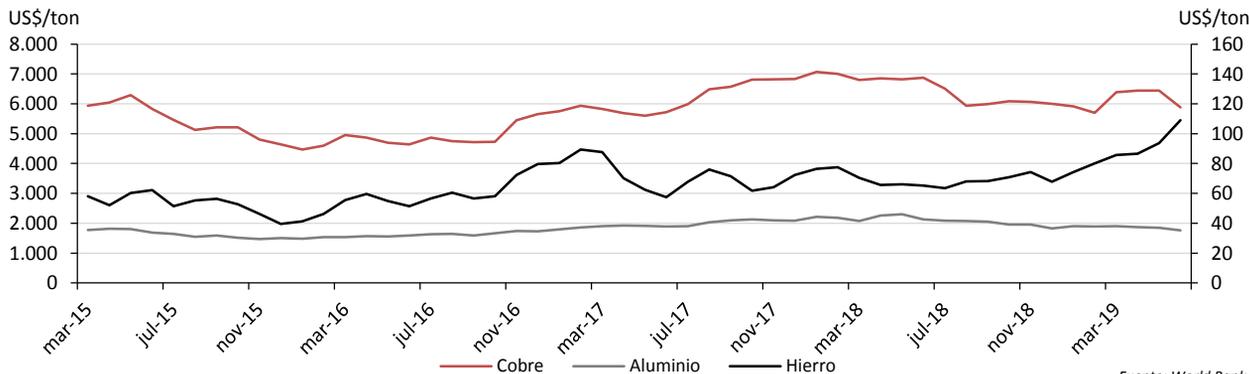
La disminución de la demanda del petróleo de la OPEP deja en evidencia cómo los recortes de suministros acordados por el grupo y sus aliados para apuntalar los precios del barril han entregado también un impulso sostenido a la industria de esquisto de Estados Unidos.

Este factor podría dar más capacidad de maniobra al presidente de Estados Unidos, Donald Trump, para mantener las sanciones contra Venezuela e Irán, miembros de la OPEP.

“Se anticipa que la producción de petróleo de Estados Unidos continuará creciendo porque nuevos oleoductos permitirán que más crudo de la Cuenca Pérmica puedan enviarse a los centros de exportación en la costa del Golfo de México”, indicó la OPEP, en referencia a los embarques de esquisto.

En su reporte mensual, la OPEP también dijo que la demanda mundial de petróleo subiría al mismo ritmo en 2020 que este año. *Fuente: La Tercera (11/07/2019)*

Precio Internacional de Cobre, Aluminio y Hierro



Importaciones de cobre se desploman debido a la guerra arancelaria entre China y EEUU

La guerra comercial con Estados Unidos impactó fuertemente las cifras de comercio exterior de China en junio, escenario que podría seguir impactando a Chile ya que las importaciones de cobre del mayor consumidor mundial de metales se desplomaron en el sexto mes del año.

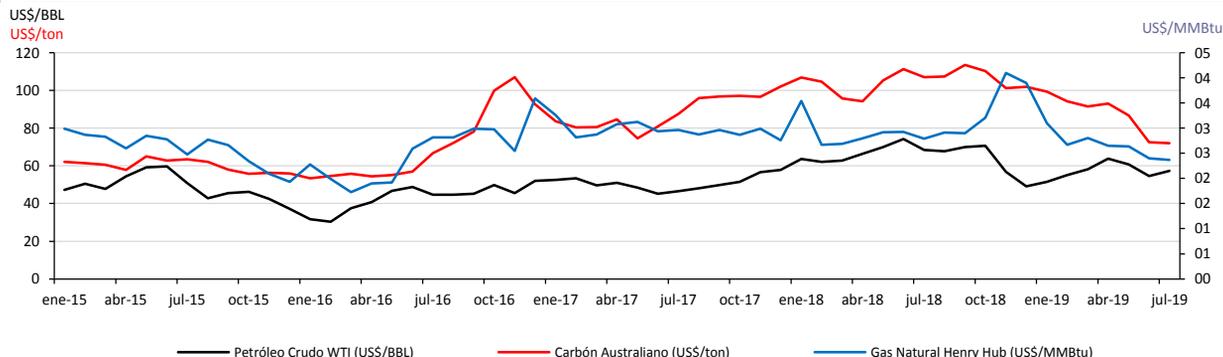
La Administración General de Aduanas china informó este viernes que las importaciones de cobre en bruto cayeron un 27,2% en junio respecto al año anterior, ya que la desaceleración de la segunda mayor economía del mundo continúa afectando la demanda del metal.

Los fabricantes de China están haciendo frente a una desaceleración de la demanda en el país y en el extranjero, mientras que el fuerte aumento de los aranceles de Estados Unidos anunciado en mayo amenaza con pulverizar unos márgenes de beneficio ya estrechos, lo que refuerza el argumento de que Pekín necesita anunciar más medidas de estímulo en breve.

Fuente: La Tercera (12/07/2019)

INDICADORES INTERNACIONALES

Precio Internacional de Combustibles



Países petroleros prevén un deprimido escenario ante la desaceleración de la economía mundial

En un informe mensual, la organización de Países Exportadores de Petróleo rebajó en 40.000 barriles por día, hasta 1.1 millones, su previsión de crecimiento de la demanda global de crudo este año e indicó que el mercado tendrá un ligero superávit en 2020.

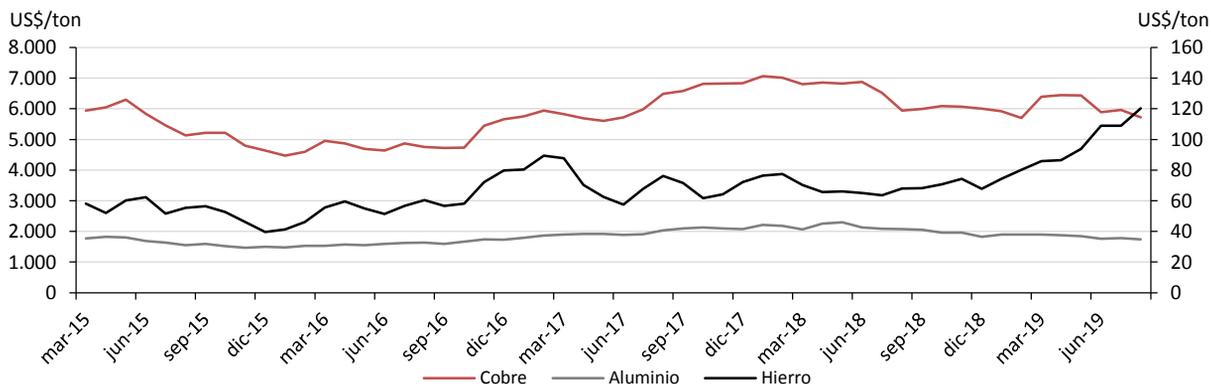
El panorama bajista por la desaceleración de las economías en medio de la disputa comercial entre Estados Unidos y China y el Brexit podrían presionar a la OPEP y un grupo de aliados liderado por Rusia a mantener su política de recorte de bombeo para impulsar los precios. Un funcionario insinuó la adopción de más pasos para respaldar al mercado.

Pese al recorte liderado por la OPEP, el petróleo se ha derrumbado desde el máximo anual de más de 75 dólares alcanzados en abril, presionado por recuperaciones sobre comercio y una desaceleración de la economía

El informe también menciona que los inventarios de petróleo en las economías desarrolladas aumentaron en junio, lo que sugiere una tendencia que podría elevar las preocupaciones de la OPEP sobre un posible exceso de crudo.

Fuente: EMOL(16/08/2019)

Precio Internacional de Cobre, Aluminio y Hierro



Cobre cayó a su menor nivel en más de 2 años.

El precio contado del cobre cerró con una fuerte baja este lunes en la Bolsa de Metales de Londres y anotó su menor nivel en más de dos años, en medio de un aumento de la aversión al riesgo que llevaba a los inversionistas a salirse de los activos más vulnerables, como las acciones y las materias primas, ante la agudización de la guerra comercial entre Estados Unidos y China.

El metal rojo terminó las operaciones con un descenso de 2,11% a US\$2,56144 la libra, anotando su menor nivel desde el 15 de junio de 2017.

“Las materias primas y los productores están siendo usados para medir la confianza macroeconómica. Los precios no reflejan los fundamentos del mercado ni su valor justo”, comentó Paul Gait, analista de Bernstein.

Analistas de Citi dijeron en una nota enviada a clientes que, de materializarse, los aranceles de 10% sobre bienes adicionales chinos podrían reducir las exportaciones de China en 2,7% y restar 50 puntos básicos en el crecimiento del PIB del país.

Fuente: La Tercera (05/08/2019)

NOTICIAS INTERNACIONALES

España



“España, entre los países donde más se hundió la generación con carbón en Europa en el primer semestre”

La generación de carbón en la Unión Europea se derrumbó un 19% en la primera mitad de 2019, según las nuevas cifras publicadas por el grupo de expertos sobre el clima Sandbag, que informa de disminuciones en casi todos los países que queman carbón, incluida España, donde se desplomó un 44%.

La razón de la fuerte disminución del carbón durante la primera mitad de 2019 se debió en parte a que el carbón fue reemplazado por capacidad de generación eólica y solar y también por gas natural, aumentaron dicha generación eléctrica renovable en 30 TWh, al igual que el gas natural. Sin embargo, se espera que, incluso si la disminución del carbón continúa todo el 2019, la generación de carbón seguirá representando el 12% de las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE en 2019.

Fuente: *El Periódico de la Energía* (09/08/2019)

Reino Unido



“RWE cerrará su última planta de carbón en el Reino Unido en 2020”

La eléctrica alemana RWE cerrará su última planta de carbón, Aberthaw B en el sur de Gales, en el Reino Unido a finales de marzo de 2020, después de medio siglo generando electricidad a partir del carbón.

El carbón ha sido expulsado del sistema eléctrico debido al aumento de los impuestos sobre las emisiones de carbono, y el gobierno lo prohibirá a partir de 2025 para ayudar al Reino Unido a cumplir sus objetivos climáticos.

La cadena de cierres significa que para la próxima primavera solo quedarán cuatro plantas de carbón en el Reino Unido: las plantas West Burton A y Ratcliffe-on-Soar en Nottinghamshire, Kilroot en Irlanda del Norte y dos unidades de generación en el sitio Drax en North Yorkshire, que están destinados a la conversión para quemar gas.

Fuente: *PV Magazine* (04/07/2019)

Estados Unidos



“La agrivoltaica es buena para la agricultura y la eficiencia de los paneles”

La combinación de la generación de energía solar y la agricultura ofrece no solo una solución para encontrar superficies para proyectos fotovoltaicos en países como los Países Bajos o Japón, donde el consumo de suelo se está convirtiendo en un problema, sino que también puede mejorar algunos tipos de actividades agrícolas, además de ofrecer un mejor rendimiento de la energía de las plantas solares.

Según ellos, además, la energía fotovoltaica no es el único beneficiario de la ubicación conjunta de proyectos solares y actividades agrícolas. “Los cultivos se pueden hacer en la sombra intermitente proyectada por los paneles fotovoltaicos en sistemas agrivoltaicos”, afirma el estudio. “La sombra no necesariamente disminuye el rendimiento agrícola”. El estudio también se basó en datos de producción de energía de pruebas de campo realizadas por el fabricante estadounidense de automóviles eléctricos Tesla en cinco sitios agrivoltaicos en Oregón. Los científicos descubrieron que el aloe vera, los tomates, el maíz de biogás, la hierba de los pastos y la lechuga se cultivaron con éxito en esos experimentos. “Si menos del 1% de la tierra agrícola se convirtiera en paneles solares, sería suficiente para satisfacer la demanda mundial de energía eléctrica”, afirmaron los científicos.

Fuente: *El Periódico de la Energía* (12/08/2019)

Alemania



“Las renovables conseguirán que la factura de la luz solo suba un 1% en Alemania para 2030 a pesar del cierre de térmicas de carbón”

Según un análisis empírico realizado por Agora Energiewende, la eliminación gradual de la generación a carbón junto con la expansión de las energías renovables en Alemania tendría muy poco impacto en los precios de la electricidad. Así, se prevé que en 2030, un kilovatio hora de electricidad costaría solo un uno por ciento más que hoy, dada la expansión de las energías renovables al 65% del mix eléctrico, en combinación con una reducción de dos tercios en la generación de carbón, como lo prevé la Comisión Alemana del Carbón. Asimismo, el compromiso de mantener el carbón, que esta comisión acordó a principios de 2019, también garantizará que los precios de la electricidad sigan siendo competitivos para las empresas industriales que consumen grandes cantidades de electricidad. El análisis compara dos escenarios: uno en el que la generación a carbón se reduce de acuerdo con las recomendaciones de la Comisión del Carbón, y un escenario de “business as usual” sin eliminación gradual del carbón o expansión adicional de las energías renovables. Los cálculos del estudio indican que los clientes domésticos pagarán en términos reales aproximadamente 0,4 centavos de euro por kWh más en 2030 de lo que pagan hoy. Las tarifas de uso de la red, un recargo sobre el precio de la electricidad para pagar la expansión y modernización de la red eléctrica, continuarían representando la mayor parte de los costos de la electricidad.

Fuente: *El Periódico de la Energía* (15/08/2019)

Colombia



“Colombia quiere sumar 1.400 MW renovables para 2023”

Por primera vez, Colombia aseguró la incorporación de energía solar y eólica en su matriz energética, tras la subasta del cargo por confiabilidad que se realizó en febrero pasado, con el fin de garantizar suficientes plantas disponibles para generar energía en momentos de escasez como el Fenómeno de El Niño.

El país contará para el periodo 2022-2023 con cerca de 1.400 MW de capacidad instalada en fuentes no convencionales de energías renovables, 28 veces más que la capacidad actual, proveniente de nuevos proyectos solares y eólicos en el Cesar y La Guajira. La meta del cuatrienio es pasar de menos del 1% a entre un 8 y 10% de participación de fuentes no convencionales de energías renovables en la matriz energética.

El Plan Nacional de Desarrollo ‘Pacto por Colombia, pacto por la equidad’ recoge diferentes incentivos para seguir avanzando hacia este objetivo, entre ellos, la exclusión automática del IVA en la adquisición de paneles solares y la ampliación de 5 a 15 años para la deducción del impuesto de renta del 50% de las inversiones realizadas en proyectos de ERNC.

Fuente: *PV Magazine* (09/08/2019)

Brasil



“Los precios de los sistemas fotovoltaicos cayeron de un 8% en Brasil en la primera mitad del año”

En el primer semestre del año, la capacidad total desplegada de proyectos fotovoltaicos de hasta 5 MW de tamaño fue de 366,2 MW. Eso fue suficiente para llevar la potencia instalada acumulada de la generación distribuida (DG) de fuente solar a 954,6 MW a fines de junio, lo cual casi igualaba los 393,5 MW de capacidad solar a pequeña escala añadidos en todo el año pasado.

El informe agrega que la reducción de costos en el segmento de generación distribuida se mantuvo constante, ya que los precios promedio cayeron otro 8.9% durante el primer semestre.

El gobierno brasileño está apoyando la generación distribuida a través del Convenio 16/15 (Convenio ICMS 16/2015), que exige a los propietarios de sistemas solares con una capacidad de generación de hasta 1 MW de pagar el impuesto estatal a las ventas ICMS bajo el régimen de medición neta, que es a la vez abierto a proyectos de no más de 5 MW.

Fuente: *PV Magazine* (12/08/2019)



www.valgesta.com

