

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Abril 2016

[Volumen 9, número 4]

Contenido

| | |
|---|----|
| Editorial | 2 |
| SIC | 3 |
| Análisis de operación del SIC | 3 |
| Proyección de costos marginales System | 4 |
| Análisis por empresa | 5 |
| SING | 6 |
| Análisis de operación del SING | 6 |
| Proyección de costos marginales System | 7 |
| Análisis por empresa | 8 |
| Suministro a clientes regulados | 9 |
| Energías Renovables No-Convencionales | 9 |
| Monitoreo regulatorio y hechos relevantes | 10 |
| Proyectos en SEIA | 10 |

Tendencia y desafíos para los PMGD en Chile

A partir de la publicación del reglamento para los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) promulgada en 2005 y la ley de fomento de las ERNC del 2008, se ha visto un alto crecimiento de este tipo de instalaciones en el país, como se aprecia en la Figura 1. Los PMGD corresponden a medios de generación cuyos excedentes de capacidad son iguales o menores a 9 MW, utilizando instalaciones de distribución para inyectar su producción. Para ello deben cumplir con las exigencias normativas de calidad y seguridad de servicio.

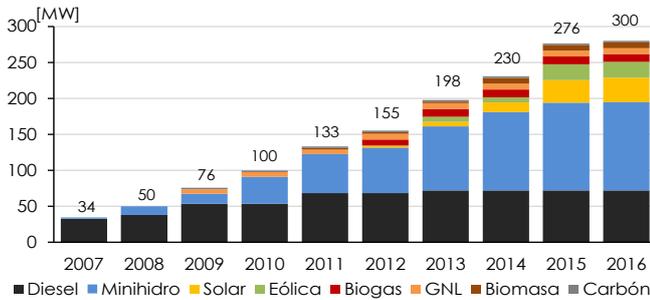


Figura 1: Potencia PMGD instalada en el SIC y SING (Fuente: CNE)

Los PMGD operan con autodespacho, decidiendo la potencia y energía a inyectar a la red. Si corresponden a medios de generación no convencionales, pueden estar exentos del pago por peajes troncales y subtransmisión. En cuanto al mercado mayorista, participan de los balances de inyección y retiros de energía, pero a diferencia del resto de los generadores coordinados por el CDEC en que las inyecciones son valorizadas al costo marginal instantáneo, los PMGD pueden optar a un régimen de precios estabilizados. Esta elección debe ser comunicada al CDEC 6 meses antes de la entrada en operación y permanecer en ella al menos por 4 años. El cambio de régimen debe ser comunicado con 1 año de anticipación.

Este régimen corresponde al precio de nudo de corto plazo de la energía publicado semestralmente por la CNE (abril/octubre), calculado como una media ponderada de los costos marginales promedios proyectados para los próximos 48 meses, reflejando la visión de la autoridad de la evolución futura de los costos marginales en el corto/mediano plazo.

Realizando un análisis histórico del precio estabilizado en el SIC (94% de los PMGD), se puede observar que en los últimos años este valor ha estado por debajo del costo marginal real, a excepción de algunos meses (Figura 2). Esta situación ha estado influenciada por 5 hidrologías secas entre 2010 y 2014, lo que empujó un alza en los costos marginales. Por otra parte, los supuestos utilizados por la CNE en sus cálculos (precios de combustibles, proyecciones de demanda, plan de obras, entre otros) tampoco coincidieron exactamente con lo sucedido. Por estas razones, si bien el precio estabilizado puede asegurar cierto nivel de ingresos, fundamental para conseguir financiamiento, depende de la visión del regulador respecto a la evolución futura del mercado eléctrico.

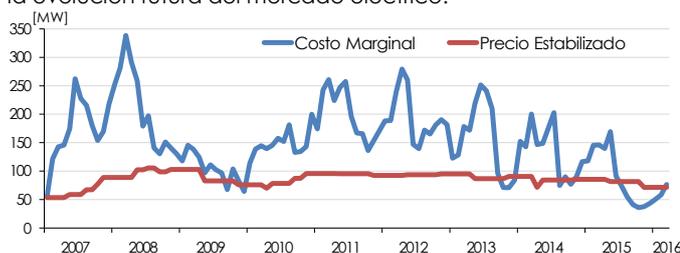


Figura 2: Precio estabilizado vs costo marginal histórico (Alto Jahuel 220) (Fuente: CNE - CDEC SIC)

El régimen a elegir es una decisión estratégica importante. Optar por comercializar a precio estabilizado podría entregar un menor retorno que vender al mercado spot, pero más estable y con menos riesgo para el inversionista. Al elegir la opción a costo marginal sería conveniente reducir el riesgo de su variabilidad mediante un contrato de suministro de energía (PPA), como por ejemplo con generadoras que deban acreditar sus retiros con generación renovable no convencional, en caso de serlo.

Actualmente la gran mayoría de los PMGD están sujetos a costo marginal, a excepción de algunos proyectos suscritos recientemente a precio estabilizado. Es de entender que los altos valores del costo marginal de los últimos años y los mayores costos de inversión para muchas tecnologías renovables incentivaron a adoptar la modalidad a costo marginal para hacer rentar sus proyectos y reducir el tiempo de retorno de su inversión, lo cual no era posible a precio estabilizado. Pero hoy la situación es diferente, el menor crecimiento de la demanda, el aumento de la generación con alta penetración renovable y la baja de los costos de combustible han disminuido los costos del sistema, impactando fuertemente a estos proyectos. Es posible que el precio estabilizado sea una alternativa más conveniente frente a situaciones como estas.

A esto se suma el vencimiento de sobre 20.000 GWh/año de contratos, libres y regulados, hacia el 2021, cuya readjudicación impacta directamente al Precio Medio de Mercado determinado por la CNE a través de los precios de los contratos reportados por las generadoras. Este valor define la banda límite para el cálculo del precio estabilizado, por lo que nuevos valores de readjudicación impactarán al cálculo futuro del precio estabilizado. Estos nuevos contratos sugieren la visión privada de las condiciones de largo plazo para el mercado, determinadas por ejemplo por la tecnología de expansión del sistema (carbón o GNL). Además, esta readjudicación puede determinar la entrada de nuevos proyectos de generación, modificando el plan de obras estipulado por la CNE y en consecuencia, el valor del precio estabilizado.

Es de esperar que con menores niveles de costos marginales y menores costos de inversión para tecnologías como minihipdros y solares, el precio estabilizado tome mayor protagonismo, siendo suficiente para hacer rentar los proyectos PMGD, a diferencia de años atrás. Esta alta penetración puede encender la alarma al resto de los generadores, que deben financiar las diferencias producidas entre el costo marginal real y el precio estabilizado.

El desarrollo de este tipo de proyectos ayuda por una parte a reducir las pérdidas por transmisión al estar conectados cerca de la demanda, pero también conlleva mayores exigencias, ya sea por requerimientos de reservas primaria o secundaria, o por condiciones de flujo inverso afectando el control de tensión. También puede darse el caso, como en Europa y algunos estados de EEUU, que la alta penetración PMGD renovable, por su origen intermitente (solar y eólico) y al ser autodespachables, provoquen dificultades en la operación del sistema llegando incluso a desacoples a nivel de subtransmisión, más aún si las centrales se concentraran en una localidad rural en particular. Esto ha llevado a estudiar soluciones como sistemas de respaldo, gestión de la demanda o incluso operadores a nivel de distribución para aumentar el nivel de previsión.

El aumento de este tipo de generación debido a la alta volatilidad de su fuente renovable, implica mayores requerimientos de servicios complementarios, con el fin de mantener los niveles de seguridad y calidad de servicio.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de marzo la operación del SIC se caracterizó por una participación hidráulica de un 30%, lo cual es un 9% menor respecto al mes anterior. Por otra parte, la participación GNL subió a un 24% mientras el carbón aumentó en un 5% (ver Figura 3). Es decir, la menor disponibilidad de energía de embalse fue compensada por mayor generación GNL y carbón principalmente.

Durante el mes de marzo estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Colbún U-2 (237 MW), Laja 1 U-1 (17,2 MW), Angostura U-1 (140,4 MW) y Peuchén (85 MW), entre otras.

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 56% del promedio mensual histórico de marzo (ver Figura 4). En lo que va del año hidrológico 2015/2016 (desde abril a marzo), el nivel de excedencia observado es igual a 77%, es decir, se ubica entre el 23% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Durante marzo la operación de los ciclos combinados se dio de forma constante. La central San Isidro operó sus dos unidades con GNL, a un precio promedio declarado de 5,4 US\$/MMBtu. Mientras que Nehuenco declaró un costo variable nulo. En tanto, la central Nueva Renca, operó con GNL declarando un precio de 5,6 US\$/MMBtu promedio del mes.

En marzo de 2016 el costo marginal del SIC promedió 76 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 48% menor respecto al mes de marzo de 2015 (146 US\$/MWh), y 31% mayor respecto a febrero de 2016 (58 US\$/MWh).

Los costos marginales en demanda baja estuvieron determinados principalmente por el carbón y GNL. Mientras que en demanda alta estuvieron marcados por el valor del agua y el diesel (Figura 5).

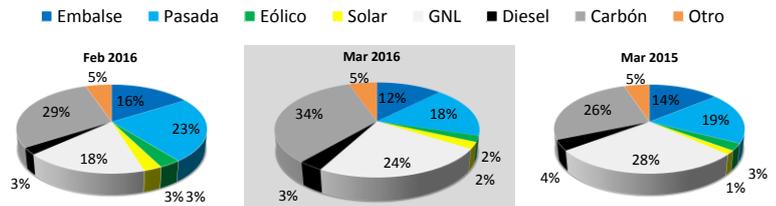


Figura 3: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

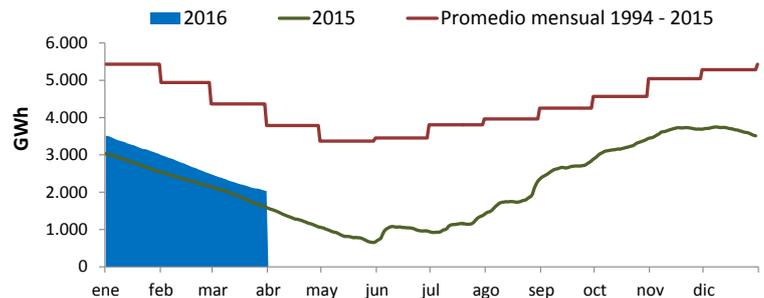


Figura 4: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC)

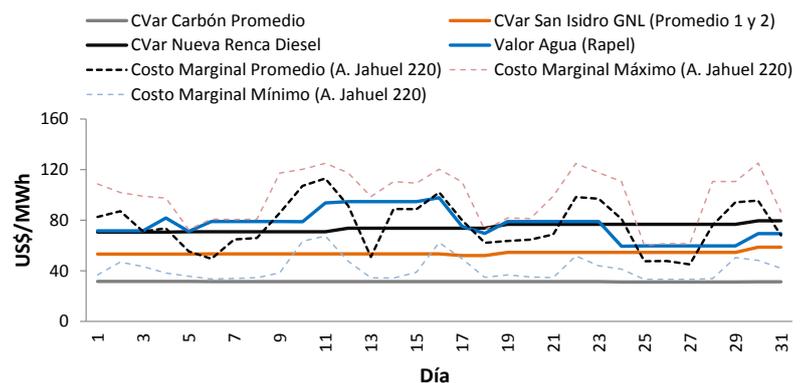


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de marzo (Fuente: CDEC-SIC)

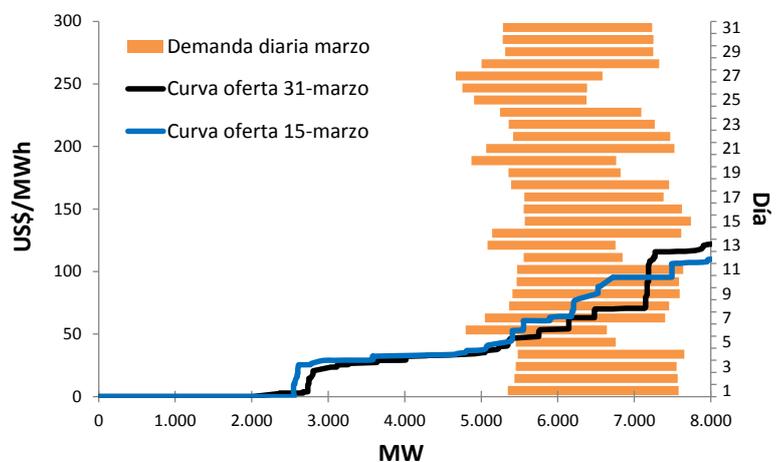


Figura 6: Demanda diaria durante marzo y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En esta proyección de costos marginales se consideró el último pronóstico de deshielo publicado por el CDEC-SIC para el año 2016. De acuerdo a la última información publicada se considera a la central San Isidro con capacidad de generación limitada durante el periodo Abril-Diciembre de 2016. Para la central Nueva Renca, de AES Gener, se ha considerado el contrato de abastecimiento con ENAP entre mayo y julio de 2016. Nehuenco se considera con disponibilidad de GNL limitada desde abril a julio de 2016. Adicionalmente, se han considerado los mantenimientos de las unidades generadoras del SIC según lo establecido en el último programa de mantenimiento mayor.

Es importante mencionar que dadas las posibles modificaciones al plan de obras de generación y transmisión considerado, junto a la postergación de los mantenimientos informados por el CDEC-SIC y los efectos climáticos asociados al fenómeno del Niño, no es posible garantizar que los supuestos anteriores ocurran exactamente como se han modelado, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto a los costos reales.

Tabla 1: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep (Fuente: Systep)

| Supuestos SIC | | Caso alta disp. GNL | Caso baja disp. GNL |
|-------------------------------|---------------------------------|---------------------|---------------------|
| Crecimiento demanda | 2016 | 2,1% | |
| | 2017 | 2,0% | |
| Carbón US\$/Ton (N. Ventanas) | | 71,3 | |
| Diesel US\$/Bbl (Quintero) | | 51,5 | |
| Precios combustibles | GNL US\$/MMBtu (CIF) | 6,0 | 12,0 |
| | San Isidro | 0,0 | 0,0 |
| | Nehuenco Nueva Renca | 6,0 | 12,0 |
| Disponibilidad | San Isidro (Abr16 - Dic16) | Limitada | Limitada |
| | San Isidro (Ene17 - Mar16) | Completa | Completa |
| | (1) Nueva Renca (Abr16 - Jun16) | Completa | Limitada |
| | Nueva Renca (Jul16 - Mar17) | Limitada | Limitada |
| | Nehuenco (Abr16 - Jul16) | Limitada | Limitada |
| | Nehuenco (Ago16 - Dic16) | 0 | 0 |
| | Nehuenco (Ene17 - Mar16) | Limitada | Limitada |

(1): Contrato de abastecimiento de GNL con ENAP.

Tabla 2: Indicadores estadísticos de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

| Costo Marginal Mensual | Caso Alta disp. GNL | | Caso Baja disp. GNL | |
|------------------------|---------------------|--------------|---------------------|--------------|
| | Promedio (US\$/MWh) | Desv. Est. % | Promedio (US\$/MWh) | Desv. Est. % |
| Abr-2016 a Dic-2016 | 51,62 | 17,12 | 57,57 | 19,45 |
| Ene-2017 a Feb-2017 | 50,51 | 14,48 | 56,56 | 14,87 |

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 1.699 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 830 MW son solares, 690 MW eólicos, 169 MW hídricos, y 10 MW de cogeneración. Cabe destacar que parte importante de los proyectos de generación han adelantado su fecha de entrada en uno o dos meses con respecto a las fechas informadas en el mes anterior.

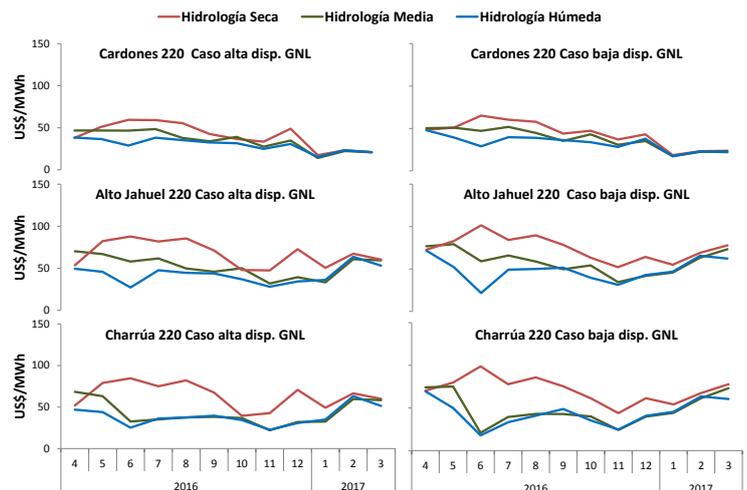


Figura 7: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

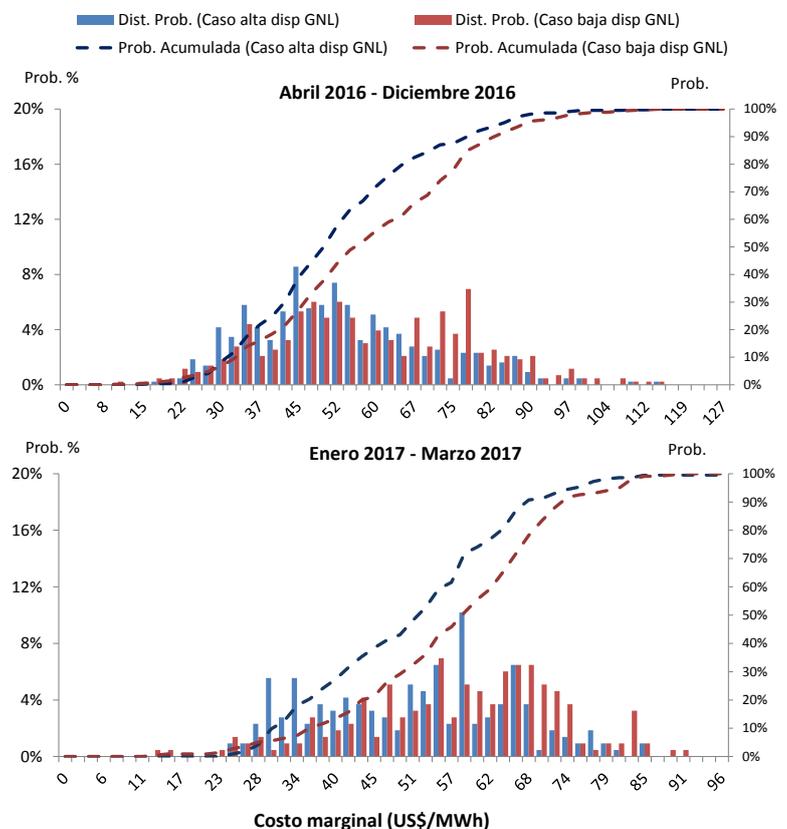


Figura 8: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

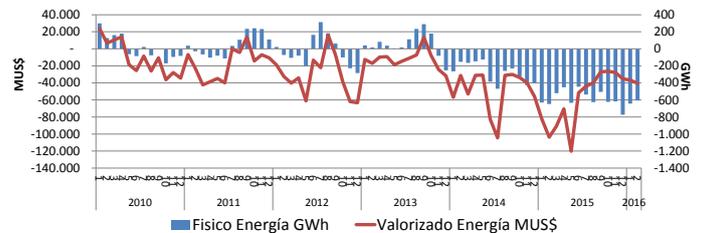
Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

En marzo, Endesa y AES Gener presentaron un aumento de su generación GNL y carbón. Por su parte, Colbún disminuyó su generación debido a una menor disponibilidad hidráulica. Mientras que Guacolda aumentó su generación a carbón. Finalmente, Pehuenche disminuyó su generación hidráulica.

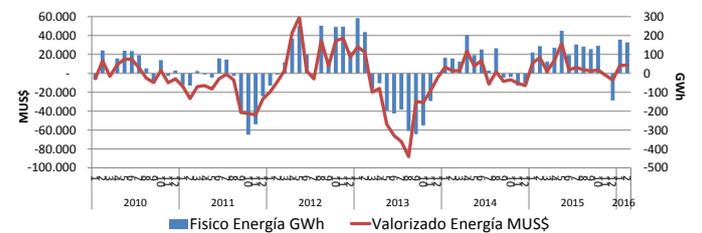
Endesa

| | Generación por fuente GWh | | | Costos Variables prom. Mar 2016 (US\$/MWh) |
|--------------|---------------------------|--------------|--------------|--|
| | Feb 2016 | Mar 2016 | Mar 2015 | |
| Pasada | 240 | 210 | 241 | Bocamina (prom. I y II) 35,3 |
| Embalse | 392 | 310 | 390 | San Isidro GNL (prom. I y II) 54,0 |
| Gas | 0 | 0 | 0 | Taltal Diesel 244,3 |
| GNL | 332 | 532 | 583 | |
| Carbón | 140 | 316 | 0 | Transferencias de Energía Feb 2016 |
| Diésel | 0 | 12 | 0 | Total Generación (GWh) 1.113 |
| Eólico | 10 | 4 | 9 | Total Retiros (GWh) 1.720 |
| Total | 1.113 | 1.386 | 1.223 | Transf. Físicas (GWh) -606,8 |
| | | | | Transf. Valorizadas (MMUS\$) -40,5 |



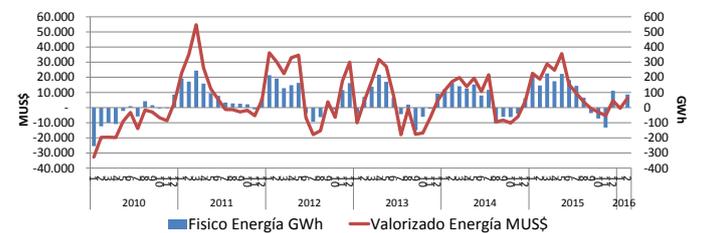
Colbún

| | Generación por Fuente (GWh) | | | Costos Variables prom. Mar 2016 (US\$/MWh) |
|--------------|-----------------------------|------------|--------------|--|
| | Feb 2016 | Mar 2016 | Mar 2015 | |
| Pasada | 153 | 123 | 136 | Santa María 29,2 |
| Embalse | 218 | 187 | 138 | Nehuenco GNL (prom. I y II) 1,1 |
| Gas | 0 | 0 | 0 | Nehuenco Diesel (prom. I y II) 110,7 |
| GNL | 413 | 440 | 440 | |
| Carbón | 229 | 216 | 272 | Transferencias de Energía Feb 2016 |
| Diesel | 2 | 1 | 41 | Total Generación (GWh) 1.015 |
| Eólico | 0 | 0 | 0 | Total Retiros (GWh) 852 |
| Total | 1.015 | 968 | 1.027 | Transf. Físicas (GWh) 164 |
| | | | | Transf. Valorizadas (MMUS\$) 8,6 |



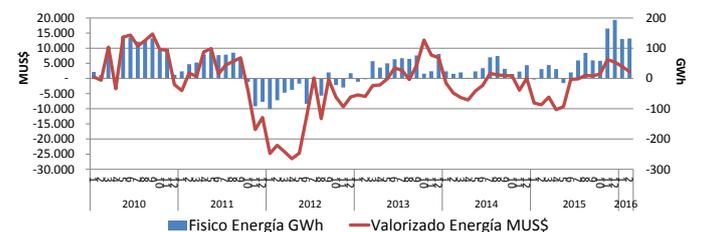
AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

| | Generación por fuente GWh | | | Costos Variables prom. Mar 2016 (US\$/MWh) |
|--------------|---------------------------|------------|------------|--|
| | Feb 2016 | Mar 2016 | Mar 2015 | |
| Pasada | 159 | 147 | 134 | Ventanas prom. (prom. I y II) 34,0 |
| Embalse | 0 | 0 | 0 | N. Ventanas y Campiche 32,9 |
| Gas | 0 | 0 | 0 | Nueva Renca GNL 44,1 |
| GNL | 44 | 142 | 241 | |
| Carbón | 497 | 574 | 515 | Transferencias de Energía Feb 2016 |
| Diesel | 55 | 58 | 10 | Total Generación (GWh) 758 |
| Eólico | 0 | 0 | 0 | Total Retiros (GWh) 671 |
| Otro | 3 | 4 | 5 | Transf. Físicas (GWh) 87,0 |
| Total | 758 | 925 | 906 | Transf. Valorizadas (MMUS\$) 6,3 |



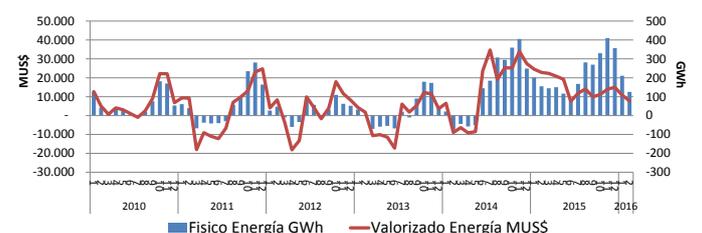
Guacolda

| | Generación por Fuente (GWh) | | | Costos Variables prom. Mar 2016 (US\$/MWh) |
|--------------|-----------------------------|------------|------------|--|
| | Feb 2016 | Mar 2016 | Mar 2015 | |
| Pasada | 0 | 0 | 0 | Guacolda I y II 28,9 |
| Embalse | 0 | 0 | 0 | Guacolda III 25,5 |
| Gas | 0 | 0 | 0 | Guacolda IV 29,1 |
| GNL | 0 | 0 | 0 | |
| Carbón | 407 | 484 | 411 | Transferencias de Energía Feb 2016 |
| Diesel | 0 | 0 | 0 | Total Generación (GWh) 407 |
| Eólico | 0 | 0 | 0 | Total Retiros (GWh) 275 |
| Total | 407 | 484 | 411 | Transf. Físicas (GWh) 132,1 |
| | | | | Transf. Valorizadas (MMUS\$) 2,2 |



Pehuenche

| | Generación por Fuente (GWh) | | | Costos Variables prom. Mar 2016 (US\$/MWh) |
|--------------|-----------------------------|------------|------------|--|
| | Feb 2016 | Mar 2016 | Mar 2015 | |
| Pasada | 59 | 54 | 61 | Sólo centrales hidráulicas |
| Embalse | 94 | 88 | 109 | |
| Gas | 0 | 0 | 0 | |
| GNL | 0 | 0 | 0 | Transferencias de Energía Feb 2016 |
| Carbón | 0 | 0 | 0 | Total Generación (GWh) 152 |
| Diesel | 0 | 0 | 0 | Total Retiros (GWh) 27 |
| Eólico | 0 | 0 | 0 | Transf. Físicas (GWh) 125 |
| Total | 152 | 141 | 170 | Transf. Valorizadas (MMUS\$) 7,8 |



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de marzo estuvo marcada por el aumento de un 7% en la generación a carbón, mientras que disminuyó en un 4% la participación GNL, ambos respecto al mes anterior. Por su parte, la generación diésel disminuyó en un 3% (ver Figura 9).

Durante marzo estuvo en mantenimiento mayor la unidad 4 de la central Diesel Mantos Blancos (3,58 MW).

El precio del GNL declarado por la unidad Tocopilla y Mejillones de E-CL fue de 3,9 US\$/MMBtu promedio en marzo. De este modo, en la primera mitad del mes el costo variable del GNL de E-CL se ubicó a la par con los costos variables promedio del carbón, mientras que hacia el final del mes el costo variable de GNL fue más bajo que el carbón (ver Figura 10).

Los costos marginales de marzo en demanda baja fueron marcados por el carbón y GNL, mientras que en demanda alta la tecnología que marcó el marginal fue diésel (ver Figura 10).

El promedio mensual del costo marginal de febrero en la barra Crucero 220 fue de 49,9 US\$/MWh, lo cual representa un aumento del 3% respecto del mes de febrero de 2016 (48,5 US\$/MWh), y un aumento también de un 3% respecto a marzo de 2015 (48,3 US\$/MWh).

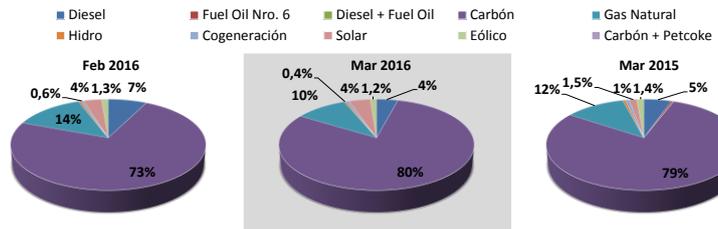


Figura 9: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

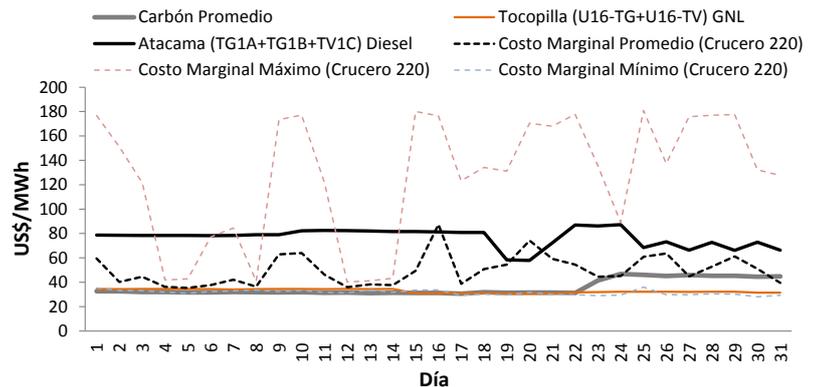


Figura 10: Principales costos variables y costo marginal diario de marzo (Fuente: CDEC-SING)

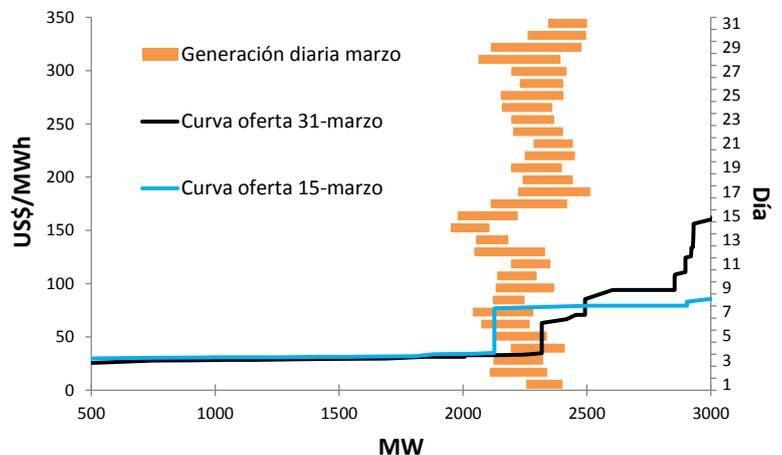


Figura 11: Generación diaria durante marzo y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Conforme a la última información publicada por el CDEC-SING y lo informado por los grandes consumidores del SING, durante el año 2015 se observó un crecimiento de la demanda de un 7% que resultó inferior a lo proyectado al mes de diciembre de 2014 (16,5%). Asimismo, el CDEC-SING proyecta para este año un crecimiento de la demanda de un 17,7%. Sin embargo, considerando el escenario actual de desaceleración de la actividad minera en el país que ha involucrado anuncios de paralización de algunas faenas y la reducción de la producción de otras, no es posible garantizar que las proyecciones de demanda se mantengan en el corto plazo.

A raíz de la incertidumbre asociada a la estimación de demanda en el SING, Systep ha considerado 3 escenarios distintos de demanda para esta proyección de costos. A partir de la proyección de la demanda base, que considera las expectativas informadas por los grandes clientes, se derivan dos casos comparativos: baja demanda y alta demanda.

Tabla 3: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep

| Supuestos SING | | Demanda baja | Demanda base | Demanda alta |
|---------------------|----------------------------|-----------------------|--------------|--------------|
| Crecimiento demanda | 2016 | 5,0% | 9,6% | 14,3% |
| | 2017 | 5,9% | 6,7% | 7,5% |
| Combustible | Diesel Mejillones US\$/Bbl | | 50,5 | |
| | Carbón US\$/Ton | Mejillones | 61,9 | |
| | | Angamos | 59,5 | |
| | | Tocopilla | 60,0 | |
| | | Andina | 56,6 | |
| | | Hornitos | 62,3 | |
| | | Norgener | 58,5 | |
| Tarapacá | 68,6 | | | |
| Disponibilidad GNL | GNL US\$/MMBtu (CIF) | Mejillones, Tocopilla | 3,7-12 | |
| | U16 | Limitada | | |
| | CTM3 | Sin GNL | | |
| | Otros | Sin GNL | | |

Nota: La central Salta no es considerada en esta proyección.

Respecto a los proyectos de generación, dentro de los próximos 12 meses se espera la entrada de 503 MW solares, 112 MW eólicos, 48 MW geotérmicos y 742 MW térmicos. En mayo del presente año entrarían Cochrane II (carbón, 266 MW) y Kellar (CC-GNL, 540 MW).

Considerado el escenario de demanda base, se proyecta un costo marginal promedio en la ventana de 12 meses de 45,6 US\$/MWh. Para los escenarios de baja demanda y alta demanda los costos proyectados alcanzan los valores de 38,5 US\$/MWh y 52,1 US\$/MWh respectivamente.

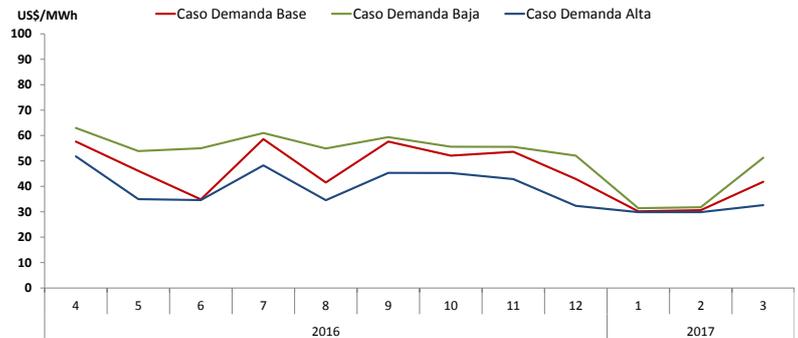


Figura 12: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

Dado el impacto de los mantenimientos programados de las unidades generadoras sobre los costos marginales, se consideró en la proyección la última actualización del programa de mantenimiento mayor publicado por el CDEC-SING para el año 2016.

Respecto a las unidades térmicas en base a GNL, se actualizó la disponibilidad de GNL de acuerdo a la información declarada por las empresas. En particular para la unidad U16, la disponibilidad de GNL se actualizó conforme a lo declarado para el mes de marzo de 2016 conforme a lo publicado por el CDEC-SING.

Finalmente, es importante mencionar que los resultados aquí expuestos corresponden a la simulación del despacho económico de carga del SING, en donde el costo marginal corresponde al costo variable de la unidad más cara en operación. En la proyección no se considera la aplicación de toda la normativa legal vigente: Procedimiento de Cálculo del Costo Marginal (CDEC-SING), Resoluciones Ministeriales y otros. Por tanto, los costos marginales proyectados podrían sobrestimar los costos marginales finalmente utilizados en las transferencias de energía en el CDEC.

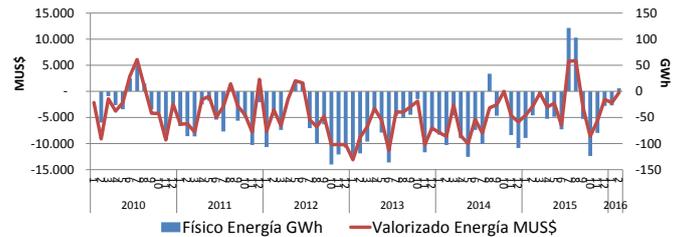
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de marzo, E-CL disminuyó su participación GNL sin embargo esto fue compensado por una mayor generación a carbón, aumentando levemente la energía total generada respecto al mes anterior. Por su parte, AES Gener y Celta aumentaron su generación en base a carbón. Finalmente, GasAtacama redujo significativamente su operación diesel este mes.

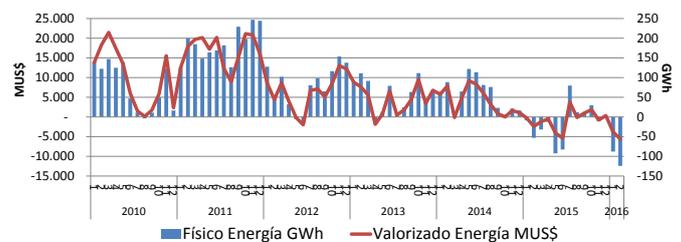
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

| | Generación por Fuente (GWh) | | | Costos Variables prom. Mar 2016 (US\$/MWh) | |
|-------------------|-----------------------------|------------|------------|--|------|
| | Feb 2016 | Mar 2016 | Mar 2015 | | |
| Diesel | 2 | 2 | 3 | Andina Carbón | 31,9 |
| Fuel Oil Nro. 6 | 0 | 0 | 6 | Mejillones Carbón | 30,4 |
| Diesel + Fuel Oil | 0 | 0 | 0 | Tocopilla GNL | 32,8 |
| Carbón | 585 | 633 | 620 | Transferencias de Energía Feb 2016 | |
| Gas Natural | 212 | 167 | 157 | Total Generación (GWh) | 802 |
| Hidro | 4 | 3 | 4 | Total Retiros (GWh) | 797 |
| Petcoke | 0 | 0 | 0 | Transf. Físicas (GWh) | 5,8 |
| Carbón + Petcoke | 0 | 0 | 0 | Transf. Valorizadas (MUS\$) | -225 |
| Total | 802 | 805 | 790 | | |



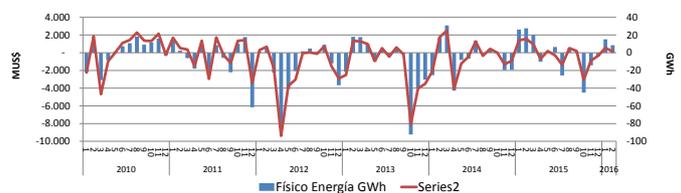
AES Gener (incluye Angamos)

| | Generación por Fuente (GWh) | | | Costos Variables prom. Mar 2016 (US\$/MWh) | |
|-------------------|-----------------------------|------------|------------|--|--------|
| | Feb 2016 | Mar 2016 | Mar 2015 | | |
| Diesel | 0 | 0 | 0 | Angamos (prom. 1 y 2) | 32,8 |
| Fuel Oil Nro. 6 | 0 | 0 | 0 | Norgener (prom. 1 y 2) | 26,7 |
| Diesel + Fuel Oil | 0 | 0 | 0 | Transferencias de Energía Feb 2016 | |
| Carbón | 502 | 581 | 492 | Total Generación (GWh) | 502 |
| Gas Natural | 0 | 0 | 16 | Total Retiros (GWh) | 626 |
| Hidro | 0 | 0 | 0 | Transf. Físicas (GWh) | -124,2 |
| Petcoke | 0 | 0 | 0 | Transf. Valorizadas (MUS\$) | -5.618 |
| Carbón + Petcoke | 0 | 0 | 0 | | |
| Total | 502 | 581 | 508 | | |



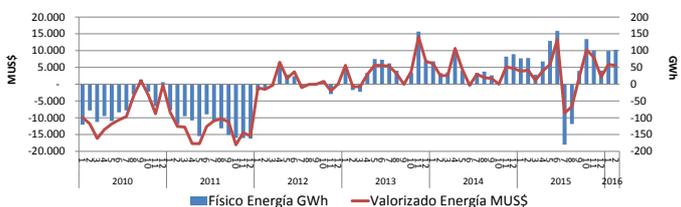
Celta

| | Generación por Fuente (GWh) | | | Costos Variables prom. Mar 2016 (US\$/MWh) | |
|-------------------|-----------------------------|-----------|-----------|--|------|
| | Feb 2016 | Mar 2016 | Mar 2015 | | |
| Diesel | 0,7 | 0,5 | 0,5 | Tarapacá Carbón | 59,2 |
| Fuel Oil Nro. 6 | 0 | 0 | 0 | Transferencias de Energía Feb 2016 | |
| Diesel + Fuel Oil | 0 | 0 | 0 | Total Generación (GWh) | 81 |
| Carbón | 80 | 93 | 71 | Total Retiros (GWh) | 72 |
| Gas Natural | 0 | 0 | 0 | Transf. Físicas (GWh) | 8,5 |
| Hidro | 0 | 0 | 0 | Transf. Valorizadas (MUS\$) | 120 |
| Petcoke | 0 | 0 | 0 | | |
| Carbón + Petcoke | 0 | 0 | 0 | | |
| Total | 81 | 93 | 71 | | |



GasAtacama

| | Generación por Fuente (GWh) | | | Costos Variables prom. Mar 2016 (US\$/MWh) | |
|-------------------|-----------------------------|-----------|-----------|--|-------|
| | Feb 2016 | Mar 2016 | Mar 2015 | | |
| Diesel | 114 | 63 | 75 | Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C) | 76,7 |
| Fuel Oil Nro. 6 | 0 | 0 | 0 | Transferencias de Energía Feb 2016 | |
| Diesel + Fuel Oil | 0 | 0 | 0 | Total Generación (GWh) | 116,7 |
| Carbón | 0 | 0 | 0 | Total Retiros (GWh) | 14,4 |
| Gas Natural | 3 | 0 | 0 | Transf. Físicas (GWh) | 102,3 |
| Hidro | 0 | 0 | 0 | Transf. Valorizadas (MUS\$) | 5.555 |
| Petcoke | 0 | 0 | 0 | | |
| Carbón + Petcoke | 0 | 0 | 0 | | |
| Total | 117 | 63 | 75 | | |



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a marzo de 2016, es de 81,3 US\$/MWh para el SIC y 74,7 US\$/MWh para el SING, referidos a barra de suministro (ver Tabla 4).

En la Tabla 5 se muestran los precios de licitación promedios por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes. Se observa que actualmente Chilectra y SAESA acceden a menores precios y, en contraste, actualmente CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras del SIC y SING.

Los valores de la Tabla 4 y 5 sólo consideran las licitaciones de suministro oficializadas a través del último decreto de precio nudo promedio correspondiente a enero de 2016.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de febrero de 2016, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.849 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 247 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante febrero fue igual a 536 GWh, es decir, superó en un 117% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de febrero, la mayor parte fue generada por centrales solares (31%), seguidas por centrales eólicas (30%) y biomasa (22%). Finalmente, la menor generación fue de centrales hidráulicas con un 17% de la energía ERNC. La Figura 14 muestra las empresas con mayor inyección reconocida de ERNC, propia o contratada, en los sistemas SIC y SING durante el mes de febrero, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a marzo 2015 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

| Empresa Generadora | Precio Medio Licitación US\$/MWh | Energía Contratada GWh/año |
|--|----------------------------------|----------------------------|
| SIC | | |
| ENDESA | 78,6 | 19.020 |
| COLBÚN | 80,8 | 6.932 |
| AES GENER | 78,9 | 5.446 |
| CAMPANARIO | 112,4 | 990 |
| GUACOLDA | 67,9 | 900 |
| PANGUIPULLI | 123,4 | 565 |
| M. REDONDO | 107,1 | 303 |
| D. ALMAGRO | 109,8 | 220 |
| CHUNGUNGO | 90,6 | 190 |
| PUYEHUE | 95,7 | 165 |
| PUNTILLA | 113,3 | 83 |
| ERN-C-1 | 115,4 | 60 |
| C. EL MORADO | 118,7 | 40 |
| CAREN | 113,2 | 25 |
| SPV P4 | 100,1 | 20 |
| Precio Medio de Licitación SIC | 81,3 | |
| SING | | |
| E-CL | 74,7 | 2.530 |
| Precio Medio de Licitación SING | 74,7 | |

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a marzo 2015 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

| Empresa Distribuidora | Precio Medio Licitación US\$/MWh | Energía Contratada GWh/año |
|--|----------------------------------|----------------------------|
| SIC | | |
| Chilectra | 68,4 | 14.184 |
| Chilquinta | 90,6 | 3.473 |
| EMEL | 75,0 | 2.445 |
| CGED | 103,7 | 10.115 |
| SAESA | 68,4 | 4.742 |
| Precio Medio de Licitación SIC | 81,3 | |
| SING | | |
| EMEL-SING | 74,7 | 2.530 |
| Precio Medio de Licitación SING | 74,7 | |

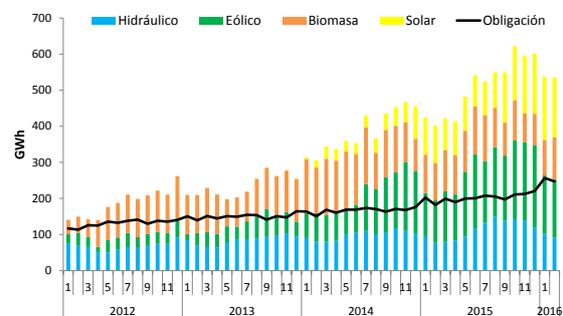


Figura 13: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

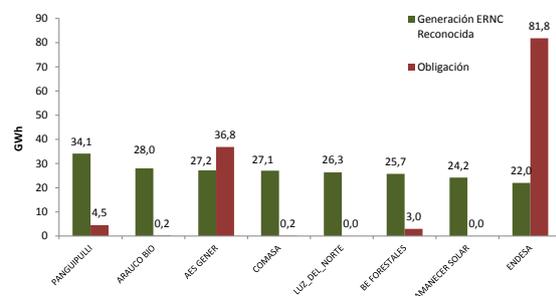


Figura 14: Generación reconocida y obligación por empresa, febrero de 2016 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

| Franquicia tributaria, ley de concesiones y cambio de giro ENAP | Regulación de la distribución de gas de red | Equidad tarifaria y reconocimiento a comunas generadoras | Nueva ley de transmisión y organismo coordinador (CDEC) | Nuevo Gobierno Corporativo de Empresa Nacional del Petróleo |
|--|---|---|---|--|
| El 5 de febrero fue publicada la ley que amplía las franquicias tributarias relativas a sistemas solares térmicos; modifica la Ley de Concesiones, dando la posibilidad de caución cautelar en juicios posesorios para proyectos ERNC; y amplía el giro de ENAP a generación eléctrica (ver más) (ver más) . | En segundo trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que "Modifica la ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica". Este proyecto de ley busca modernizar la actual ley para enfrentar las nuevas exigencias regulatorias y corregir los vacíos de la legislación vigente (ver más) . | En segundo trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que "Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, para introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas". El 16 de marzo el proyecto pasó a Comisión de Minería y Energía (ver más) (ver más) . | Sala del Senado aprobó en general el proyecto de transmisión eléctrica que busca crear un nuevo coordinador del sistema y modificar las metodologías actuales de tarificación del sistema de transmisión. La iniciativa volverá a la Comisión de Minería y Energía del Senado para ser revisada, con plazo el 28 de abril para introducir indicaciones. (ver más) (ver más) . | El 26 de enero ingresó el proyecto de ley: Empresa Nacional Del Petróleo, Gobierno Corporativo de Empresas Del Estado, que busca modificar el gobierno corporativo de ENAP. La iniciativa busca entregar independencia operacional a la empresa, además de adecuarla a las exigencias que Chile debe cumplir como miembro OCDE (ver más) (ver más) . |

CNE: Nuevo pago por el uso de transmisión comenzaría a regir en 2019 [\(ver más\)](#)

Andrés Romero, secretario ejecutivo del organismo, indicó que se incorporará un artículo transitorio en que se establezca este esquema en todo el sistema de transporte de energía, el que deberá ser pagado por la demanda.

Licitación abre espacio a Endesa, Colbún y AES Gener para consolidar dominio [\(ver más\)](#)

Las tres tienen acuerdos que vencerán cerca de 2021 y que equivalen al 96% de la energía que se subastará en julio.

Alzas en tarifas eléctricas inciden en un aumento de 0,4% en el IPC de marzo [\(ver más\)](#)

Electricidad anotó un aumento de 1,2% en el tercer mes del año, con incidencia de 0,037 puntos porcentuales (pp), acumulando una variación de 8,4% en el año y de 13,0% a doce meses.

Enel Green Power inicia operación de planta fotovoltaica Pampa Norte [\(ver más\)](#)

La nueva planta fotovoltaica tiene una capacidad total instalada de 79 MW y es capaz de generar más de 200 GWh al año.

Costos marginales del SIC caen a niveles más bajos de la última década [\(ver más\)](#)

Rodrigo Solís, director de estudios y contenidos de la Asociación de Generadoras, afirmó que entre los factores que influyen en este resultado, las mejores condiciones hidrológicas es uno de los puntos "más importantes".

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 8.113 MW, con una inversión de MMUS\$ 15.562. En el último mes se aprobaron tres proyectos que suman 470 MW, en los que se incluye el proyecto Campos del Sol Norte (186 MW) y los parques eólicos Los Triguales (155 MW) y Los Olmos (129 MW). Por su parte, ingresaron a evaluación ambiental 5 nuevos proyectos fotovoltaicos que totalizan 347 MW, entre ellos Sol de Vallenar de 250 MW.

En el SING, los proyectos en calificación suman 3.555 MW, con una inversión de MMUS\$ 13.319 mientras que los proyectos aprobados totalizan 13.556 MW con una inversión de MMUS\$ 34.072. En el último mes ingresaron al sistema de evaluación el proyecto de concentración solar Tamarugal Solar (450 MW) y el parque solar Qanqña (80 MW).

Tabla 6: Proyectos de generación en calificación de estudio de impacto ambiental en el SIC (Fuente: SEIA)

| Tipo de Combustible | En calificación | | Aprobados | |
|---------------------|-----------------|--------------------|---------------|--------------------|
| | Potencia (MW) | Inversión (MMUS\$) | Potencia (MW) | Inversión (MMUS\$) |
| Eólico | 1.431 | 2.859 | 6.150 | 12.720 |
| Hidráulica | 385 | 1.020 | 3.248 | 5.384 |
| Solar | 3.829 | 8.842 | 5.643 | 14.165 |
| Gas Natural | 1.830 | 2.334 | 960 | 621 |
| Geotérmica | 0 | 0 | 70 | 330 |
| Diesel | 537 | 296 | 1.765 | 5.528 |
| Biomasa/Biogás | 50 | 130 | 426 | 874 |
| Carbón | 50 | 82 | 5.236 | 10.031 |
| TOTAL | 8.113 | 15.562 | 23.498 | 49.653 |

Tabla 7: Proyectos de generación en calificación de estudio de impacto ambiental en el SING (Fuente: SEIA)

| Tipo de Combustible | En calificación | | Aprobados | |
|---------------------|-----------------|--------------------|---------------|--------------------|
| | Potencia (MW) | Inversión (MMUS\$) | Potencia (MW) | Inversión (MMUS\$) |
| Solar | 2.265 | 12.019 | 7.640 | 24.108 |
| GNL | 1.290 | 1.300 | 1.300 | 1.158 |
| Eólico | 0 | 0 | 2.074 | 4.099 |
| Carbón | 0 | 0 | 1.770 | 3.500 |
| Diesel | 0 | 0 | 207 | 340 |
| Fuel-Oil Nº 6 | 0 | 0 | 216 | 302 |
| Geotérmica | 0 | 0 | 50 | 180 |
| Hidráulica | 0 | 0 | 300 | 385 |
| TOTAL | 3.555 | 13.319 | 13.556 | 34.072 |

Descargue las estadísticas del Reporte System y del sector eléctrico desde nuestro sitio web.

- Datos de la operación
- Precios
- Resumen por empresa
- Suministro a clientes regulados
- Datos de infraestructura

www.system.cl

abril2016



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

reporte@system.cl

www.system.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Subgerente de Mercado
Eléctrico y Regulación

plecaros@system.cl

Iván Chaparro U. | Líder de Proyectos

ichaparro@system.cl

©System Ingeniería y Diseños elabora este Reporte Mensual del Sector Eléctrico en base a información de dominio público. El presente documento es para fines informativos únicamente, por lo que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, desligándose System de los resultados obtenidos, directa o indirectamente, producto de dichas acciones. La veracidad de la información recopilada en el presente documento no es puesta en duda por System, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, proyecciones y estimaciones que se presentan en este Reporte reflejan distintos supuestos definidos por System, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. System no se hace responsable por las consecuencias derivadas del uso de los análisis, proyecciones y estimaciones publicados en este Reporte. La frecuencia de publicación de este Reporte queda a discreción de System. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a System.