

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Enero 2014

[Volumen 7, número 1]

Contenido

| | |
|-------------------------------------------|----|
| Editorial | 2 |
| SIC | 4 |
| Análisis de operación del SIC | 4 |
| Proyección de costos marginales System | 5 |
| Análisis por empresa | 6 |
| SING | 7 |
| Análisis de operación del SING | 7 |
| Proyección de costos marginales System | 8 |
| Análisis por empresa | 9 |
| Suministro a clientes regulados | 9 |
| Energías Renovables No-Convencionales | 10 |
| Monitoreo regulatorio y hechos relevantes | 11 |
| Proyectos en SEIA | 11 |

Editorial

Los Desafíos del 2014

El año 2013 fue un año de restricciones para los dos principales mercados eléctricos, el SIC y el SING. En términos de demanda, el SIC creció en un 3,3%, valor distante del 5,2% proyectado por el CDEC-SIC a comienzos del año, mientras que en el SING la demanda aumentó en un 4,1%, valor muy por debajo del 11,6% estimado inicialmente por el CDEC-SING. Durante este año entraron a explotación comercial sólo 487,4 MW en el SIC y 5,6 MW en el SING (Tabla 1).

Tabla 1: Variables relevantes SIC y SING, 2012-2013 (Fuente: CDEC-SIC, CDEC-SING)

| Variable | 2012 | | 2013** | | Diferencia | |
|-------------------------------|--------|--------|--------|--------|------------|--------|
| | SIC | SING | SIC | SING | SIC | SING |
| Generación bruta (GWh) | 48.870 | 16.751 | 50.906 | 17.235 | 4,2% | 2,9% |
| Ventas de energía (GWh) | 46.307 | 14.832 | 47.831 | 15.447 | 3,3% | 4,1% |
| Tasa crecimiento demanda (%) | 4,0% | 5,6% | 3,3% | 4,1% | -17,5% | -26,7% |
| Costo marginal (US\$/MWh)* | 194,5 | 86,5 | 154,0 | 80,0 | -20,8% | -7,4% |
| Proyectos aprobados SEBA (MW) | 2.458 | 3.255 | 3.140 | 3.380 | 27,8% | 3,8% |
| Nueva Capacidad (MW) | 822 | 19 | 487 | 6 | -41,0% | -7,0% |

(*) Costo marginal promedio en las barras Alto Jahuel 220 kV y Crucero 220 kV.

(**) Los datos del mes de diciembre son preliminares.

Durante el año 2013 se judicializaron proyectos emblemáticos de generación convencional, tales como Punta Alcalde (carbón, 740 MW), Cuervo (hidráulica, 640 MW), e incluso centrales a carbón existentes como Bocamina II (350 MW). Las dos primeras restricciones limitarán la oferta de generación económica de mediano a largo plazo, y el caso de Bocamina II aumentará los costos marginales en el corto plazo.

Lo anterior, se suma a hechos tales como la dificultad para obtener ofertas competitivas en las licitaciones de suministro (22% de la energía del proceso 2013-1 no fue adjudicada), lo que plantea desafíos adicionales para el 2014.

En términos de la demanda, los respectivos CDECs proyectan para 2014 un crecimiento cercano al 5,7% en el SIC y de 14,2% en el SING. Si bien se observan aumentos importantes de la tasa de crecimiento respecto al año anterior, particularmente en el SING, lo anterior se explicaría por el desplazamiento de proyectos de consumo esperados inicialmente para 2013.

Para 2014 se prevé el ingreso de nuevos proyectos de generación por 1.244 MW en el SIC y 168 MW en el SING. En el SIC, sumado a la

central Angostura 330 MW (en pruebas), lograrán una fuerte participación centrales eólicas y solares. En el SING el crecimiento del parque generador se explicará, prácticamente en su totalidad, por el ingreso de proyectos renovables, destacándose la central eólica Valle de los Vientos (90 MW, en pruebas).

El ingreso acelerado de ERNC en 2014 y en los años siguientes, impondrá un desafío respecto al desarrollo oportuno de la capacidad de transmisión necesaria para la inyección de dicho recurso, no solo bajo condiciones de seguridad y confiabilidad, sino también para evitar distorsiones del mercado producto de desacoples o limitaciones técnicas. Un ejemplo de esto es la situación de desadaptación entre la potencia entrante al norte de Cardones y la capacidad del sistema de 220 kV desde allí a Diego de Almagro, cuya ampliación estaría prevista para fines de 2017. De no decidir adelantar esta obra en el 2014, se limitaría el ingreso de centrales que pueden construirse en poco tiempo y con costos de operación menores a los actuales existentes en la zona. Cabe destacar que el desarrollo del estudio de transmisión troncal en el 2014 deberá plantearse nuevos y desafiantes escenarios, dada la reciente aprobación de la Ley ERNC 20/25.

En un entorno de oposición al desarrollo de centrales térmicas a carbón y de centrales hidroeléctricas, resulta de particular interés analizar alternativas para aumentar la participación del GNL en la producción de electricidad, y como esto podría impactar las licitaciones de suministro del SIC. De hecho, el nuevo gobierno de Michelle Bachelet ha manifestado su apoyo explícito al desarrollo de generación en base a gas natural.

Como medida de corto plazo se podría facilitar la contratación de GNL para ciclos combinados que hoy no cuentan con disponibilidad permanente de este combustible (Nehuenco y Nueva Renca en el SIC, y GasAtacama en el SING), o realizar el cierre de los ciclos abiertos que hoy existen en el SIC (Quintero, Taltal, Candelaria). Sin embargo, la obtención de precios competitivos de GNL en el mercado

internacional requiere que esta disponibilidad adicional se respalde con contratos de largo plazo.

Una oportunidad para lograr el calce entre los mercados de GNL y electricidad, podrían ser las licitaciones de las distribuidoras para compras de energía destinadas a clientes regulados. Sin ir más lejos, a mediados de diciembre de 2013 se publicaron las bases del proceso de licitación 2013-3 para clientes regulados, el que abarcaría poco más de 11 años (septiembre 2014 a diciembre 2025) con una demanda base de 4.545,4 GWh/año a partir de 2017. En este contexto, los plazos de los nuevos contratos licitados podrían permitir a los generadores obtener precios competitivos de suministro de gas y/o desarrollar nuevos proyectos en base a este combustible. Por otra parte, cabe destacar que una fracción no menor de clientes libres se

encontraría ya sea pagando tarifas a costo marginal o indexado a este, a los cuales le sería atractivo contratar precios de gas.

En el ámbito regulatorio, viene la discusión y aplicación de reglamentos para el sector, principalmente el nuevo marco normativo del SEIA (vigente desde diciembre de 2013), y la aplicación de la norma de control de emisiones para las centrales termoeléctricas (en vigencia durante el primer trimestre del 2014) y su efecto sobre la disponibilidad de las centrales. Estas normativas debieran facilitar el ingreso de nuevos proyectos de base, aunque hay desafíos pendientes en términos de uso del territorio, participación ciudadana y relacionamiento con las comunidades locales. Claramente estos temas debieran ser prioritarios para el 2014 y para el nuevo gobierno.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En diciembre la operación del SIC se caracterizó por una participación de las fuentes hidráulicas ligeramente menor en comparación con noviembre y un aumento del valor del agua embalsada que empujó los costos marginales por sobre los observados en el mes anterior. El nivel de los embalses se redujo en diciembre y se mantiene por sobre lo observado el año 2012 pero aún menos del 50% de los promedios históricos (ver Figura 2).

En diciembre el valor estratégico del agua embalsada (Rapel) se ubicó entre 81 y 92 US\$/MWh a comienzos de mes y aumentó a cerca de 140 US\$/MWh a partir del 20 del mismo. No se observaron variaciones importantes en los precios declarados de los combustibles (ver Figura 3).

La participación del GNL en la generación aumentó ligeramente en diciembre respecto a noviembre, de un 15% a un 17%, principalmente por el mayor despacho de la central Isidro. La central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con GNL, con un precio declarado promedio de 9,9 US\$/MMBtu, 21% mayor al mes de noviembre. En tanto, durante diciembre las dos unidades de ciclo combinado de la central Nehuenco operaron con GNL y costo variable nulo, mientras que la central Nueva Renca no fue despachada durante todo el mes.

Durante el año 2013 en el SIC el consumo de energía creció en un 3,3% con respecto a 2012.

La mayor participación de la generación hidráulica durante los últimos meses ha mantenido el costo marginal bastante por debajo de los niveles observados en los meses de invierno. Durante el mes de diciembre el costo marginal en la barra Alto Jahuel 220 promedió 83,9 US\$/MWh. Este último valor representa un aumento de 18% respecto del mes de noviembre (70,9 US\$/MWh) y una reducción de un 54% respecto al mes de diciembre de 2012 (182 US\$/MWh).

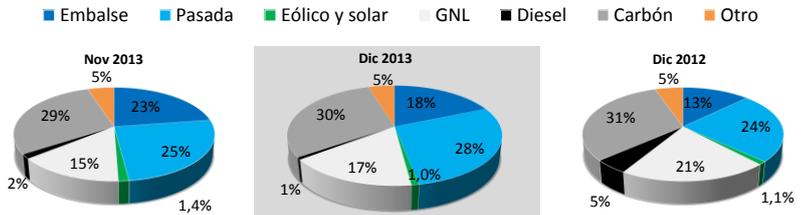


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

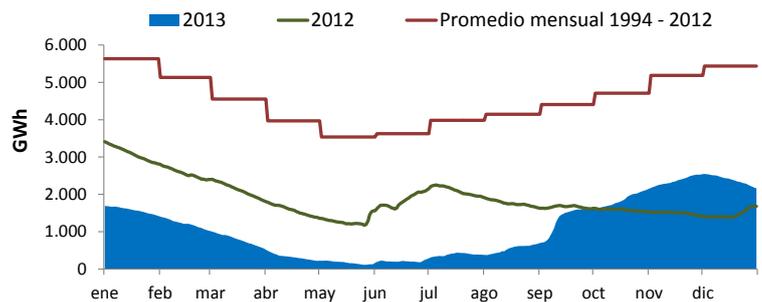


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE)

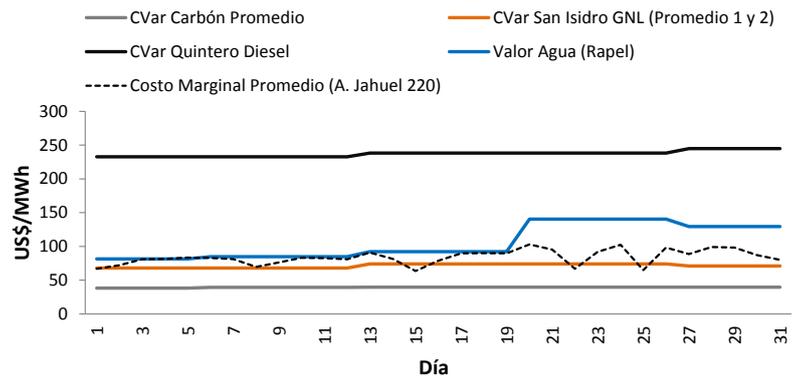


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre (Fuente: CDEC-SIC)

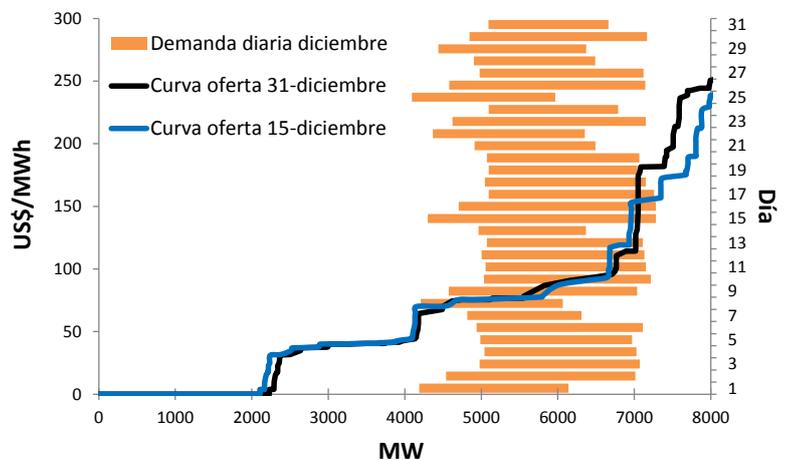


Figura 4: Demanda diaria durante diciembre y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección System de costos marginales a 12 meses

En esta proyección se considera el pronóstico de deshielo publicado por el CDEC-SIC y actualizado a fines de diciembre, por lo cual en los meses de verano los costos marginales están sesgados hacia hidrologías secas.

Respecto a la proyección publicada el mes de noviembre, en esta proyección no se identifican diferencias relevantes en los supuestos que provoquen diferencias significativas en los costos marginales proyectados para los meses en común.

En la Tabla 3 se muestran resultados estadísticos de la simulación de 50 escenarios hidrológicos históricos, en donde se considera igual probabilidad de ocurrencia para cada uno.

Tabla 2: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses System (Fuente: System)

| Supuestos SIC | | Caso alta disp. GNL | Caso baja disp. GNL | |
|-----------------------|-------------------------------|-----------------------|---------------------|---------|
| Crecimiento demanda | 2014 | | 5,8% | |
| Precios combustibles | Carbón US\$/Ton (N. Ventanas) | | 91,7 | |
| | Diesel US\$/Bbl (Quintero) | | 130,9 | |
| | GNL US\$/MMBtu (CIF) | San Isidro (ene-dic) | 6,0 | 12,0 |
| | | Nehuenco (ene-abr) | 0,0 | 0,0 |
| | | Nehuenco (may-oct) | 0,0 | Sin GNL |
| | | Nehuenco (nov-dic) | 0,0 | 0,0 |
| | | Nueva Renca (ene-abr) | 22,0 | Sin GNL |
| Nueva Renca (may-oct) | | Sin GNL | Sin GNL | |
| Nueva Renca (nov-dic) | 22,0 | Sin GNL | | |
| Disponibilidad GNL | San Isidro (ene-dic) | Total | Total | |
| | Nehuenco (ene-abr) | Total | Limitada | |
| | Nehuenco (may-oct) | Limitada | 0 | |
| | Nehuenco (nov-dic) | Total | Limitada | |
| | Nueva Renca (ene-abr) | Limitada | 0 | |
| | Nueva Renca (may-oct) | 0 | 0 | |
| Nueva Renca (nov-dic) | Limitada | 0 | | |

Tabla 3: Indicadores estadísticos de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: System)

| Costo Marginal Mensual | Caso Alta disp. GNL | | Caso Baja disp. GNL | |
|------------------------|---------------------|--------------|---------------------|--------------|
| | Promedio (US\$/MWh) | Desv. Est. % | Promedio (US\$/MWh) | Desv. Est. % |
| Ene-2014 a Jun-2014 | 76,4 | 55% | 131,9 | 33% |
| Jul-2014 a Dic-2014 | 48,7 | 70% | 73,0 | 60% |

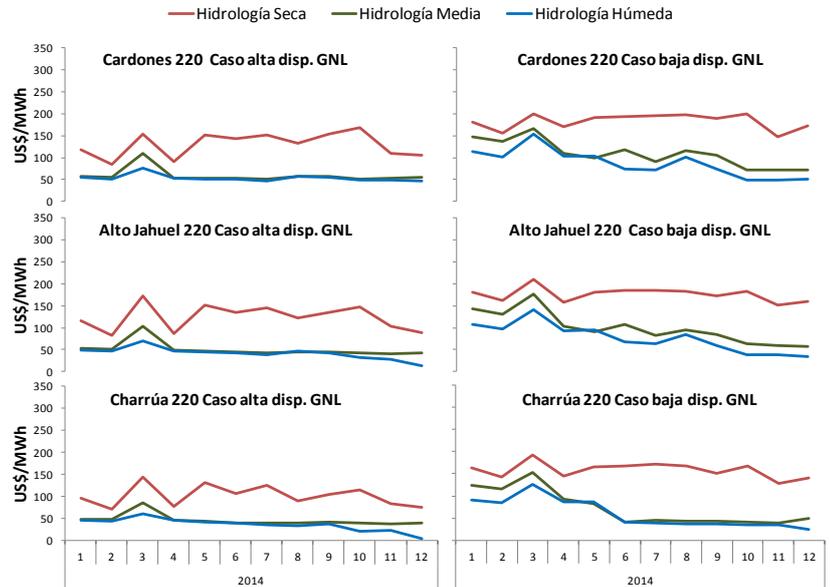


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: System)

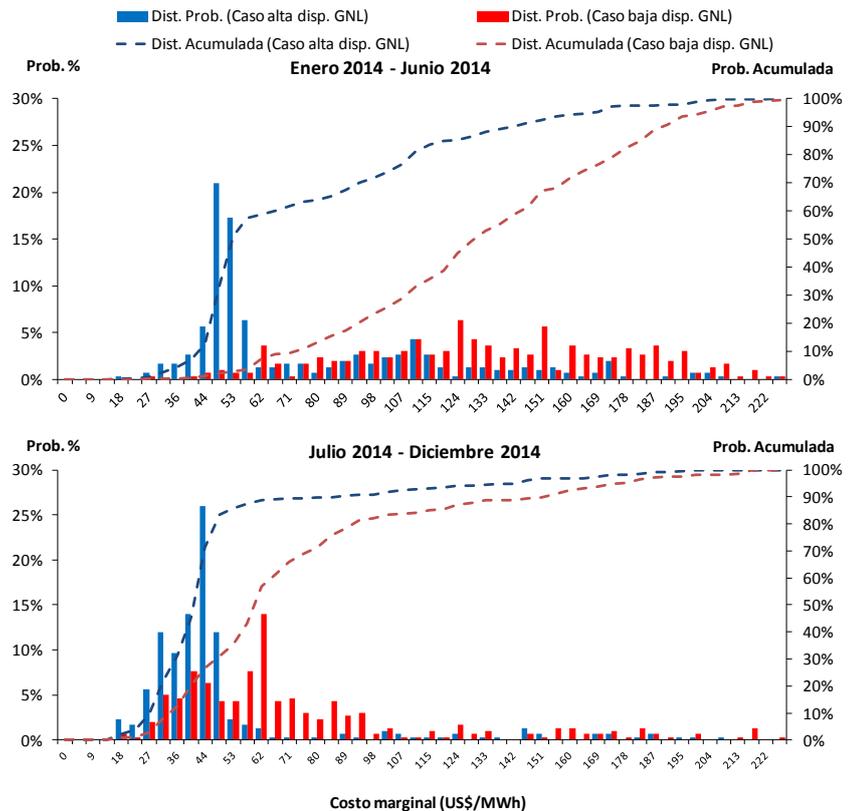


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: System)

Sistema Interconectado Central (SIC)

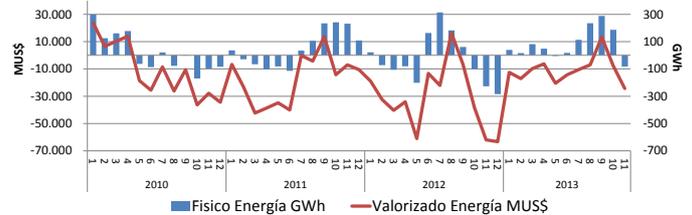
Análisis por empresa

Destaca en la operación de Endesa durante diciembre la reducción en la generación a carbón por el mantenimiento y paralización judicial de la central Bocamina II.

Endesa

| | Generación por fuente GWh | | |
|--------------|---------------------------|--------------|--------------|
| | Nov 2013 | Dic 2013 | Dic 2012 |
| Pasada | 247 | 277 | 262 |
| Embalse | 445 | 395 | 217 |
| Gas | 0 | 0 | 0 |
| GNL | 377 | 484 | 527 |
| Carbón | 132 | 87 | 237 |
| Diésel | 28 | 8 | 0 |
| Eólico | 16 | 9 | 19 |
| Total | 1.244 | 1.261 | 1.262 |

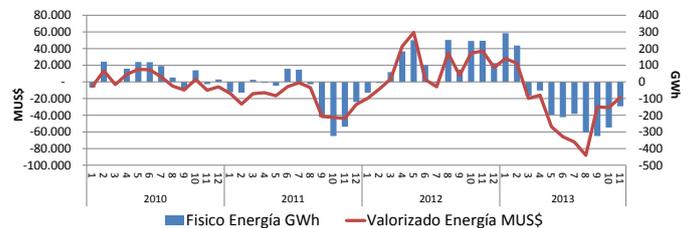
| Costos Variables prom. Dic 2013 (US\$/MWh) | |
|--------------------------------------------|-------|
| Bocamina (prom. I y II) | 41,9 |
| San Isidro GNL (prom. I y II) | 71,2 |
| Taltal Diesel | 244 |
| Transferencias de Energía Nov 2013 | |
| Total Generación (GWh) | 1.244 |
| Total Retiros (GWh) | 1.327 |
| Transf. Físicas (GWh) | -82,3 |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | -24,4 |



Colbún

| | Generación por Fuente (GWh) | | |
|--------------|-----------------------------|--------------|------------|
| | Nov 2013 | Dic 2013 | Dic 2012 |
| Pasada | 241 | 301 | 244 |
| Embalse | 206 | 257 | 127 |
| Gas | 0 | 0 | 0 |
| GNL | 234 | 252 | 174 |
| Carbón | 223 | 265 | 250 |
| Diésel | 3 | 1 | 122 |
| Eólico | 0 | 0 | 0 |
| Total | 907 | 1.076 | 919 |

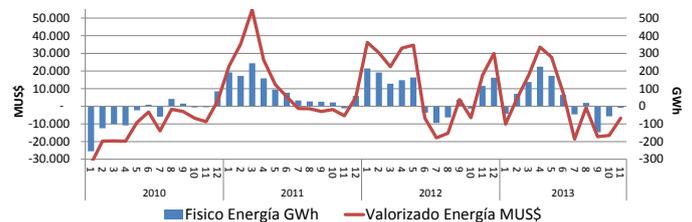
| Costos Variables prom. Dic 2013 (US\$/MWh) | |
|--------------------------------------------|-------|
| Santa María | 37,6 |
| Nehuenco GNL (prom. I y II) | 0,0 |
| Nehuenco Diesel (prom. I y II) | 158 |
| Transferencias de Energía Nov 2013 | |
| Total Generación (GWh) | 907 |
| Total Retiros (GWh) | 1.053 |
| Transf. Físicas (GWh) | -146 |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | -18,5 |



Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

| | Generación por fuente GWh | | |
|--------------|---------------------------|------------|------------|
| | Nov 2013 | Dic 2013 | Dic 2012 |
| Pasada | 125 | 169 | 149 |
| Embalse | 0 | 0 | 0 |
| Gas | 0 | 0 | 0 |
| GNL | 0 | 0 | 160 |
| Carbón | 483 | 517 | 402 |
| Diésel | 0 | 0 | 18 |
| Eólico | 0 | 0 | 0 |
| Otro | 4 | 4 | 4 |
| Total | 612 | 690 | 733 |

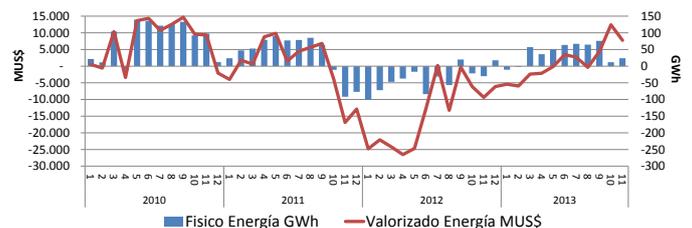
| Costos Variables prom. Dic 2013 (US\$/MWh) | |
|--------------------------------------------|------|
| Ventanas prom. (prom. I y II) | 42,1 |
| N. Ventanas y Campiche | 40,4 |
| Nueva Renca Diesel | 177 |
| Transferencias de Energía Nov 2013 | |
| Total Generación (GWh) | 612 |
| Total Retiros (GWh) | 620 |
| Transf. Físicas (GWh) | -8,1 |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | -6,7 |



Guacolda

| | Generación por Fuente (GWh) | | |
|--------------|-----------------------------|------------|------------|
| | Nov 2013 | Dic 2013 | Dic 2012 |
| Pasada | 0 | 0 | 0 |
| Embalse | 0 | 0 | 0 |
| Gas | 0 | 0 | 0 |
| GNL | 0 | 0 | 0 |
| Carbón | 376 | 452 | 419 |
| Diésel | 0 | 0 | 0 |
| Eólico | 0 | 0 | 0 |
| Total | 376 | 452 | 419 |

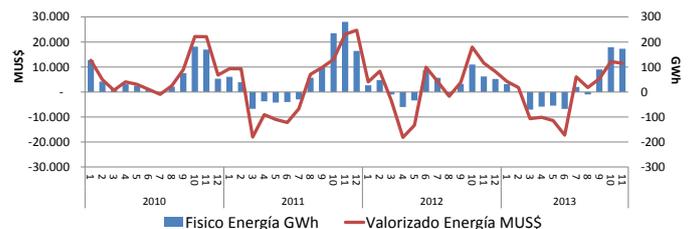
| Costos Variables prom. Dic 2013 (US\$/MWh) | |
|--------------------------------------------|------|
| Guacolda I y II | 40,1 |
| Guacolda III | 31,7 |
| Guacolda IV | 34,8 |
| Transferencias de Energía Nov 2013 | |
| Total Generación (GWh) | 376 |
| Total Retiros (GWh) | 352 |
| Transf. Físicas (GWh) | 23,8 |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | 7,7 |



Pehuenche

| | Generación por Fuente (GWh) | | |
|--------------|-----------------------------|------------|------------|
| | Nov 2013 | Dic 2013 | Dic 2012 |
| Pasada | 76 | 68 | 71 |
| Embalse | 288 | 169 | 185 |
| Gas | 0 | 0 | 0 |
| GNL | 0 | 0 | 0 |
| Carbón | 0 | 0 | 0 |
| Diésel | 0 | 0 | 0 |
| Eólico | 0 | 0 | 0 |
| Total | 364 | 237 | 255 |

| Costos Variables prom. Dic 2013 (US\$/MWh) | |
|--------------------------------------------|------|
| Sólo centrales hidráulicas | |
| Transferencias de Energía Nov 2013 | |
| Total Generación (GWh) | 364 |
| Total Retiros (GWh) | 191 |
| Transf. Físicas (GWh) | 173 |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | 11,5 |



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

En el mes de diciembre la generación a carbón aumentó respecto a noviembre desde un 74% a un 81%, explicado fundamentalmente por la mayor disponibilidad de generación en base a este combustible tras la mantención mayor de la Unidad 1 de la central Norgener (Norgener, 136 MW), aunque la Unidad 2 de la central Mejillones (E-CL, 175 MW) se mantuvo fuera de operación gran parte del mes. La mayor generación de carbón reemplazó principalmente generación diesel, que disminuyó su participación de 12% en noviembre a 6% en diciembre, y en menor medida generación a GNL.

El precio del GNL declarado por la Central Tocopilla, la única en generar con este combustible, fue de 5,9 US\$/MMBtu promedio en diciembre, valor que disminuyó desde 6,3 US\$/MMBtu promedio en noviembre. De esta forma, el costo variable del GNL se ubicó ligeramente por encima de los costos variables de las centrales a carbón (ver Figura 8). La participación de la generación en base a GNL disminuyó desde 11% en noviembre a 10% en diciembre.

Durante el 2013 el consumo de energía en el SING creció un 4,1% respecto de 2012.

Los costos marginales en diciembre fueron marcados por el carbón en demanda baja y por centrales a GNL, y ocasionalmente diesel, en horas demanda alta. El promedio mensual del costo marginal de diciembre en la barra Crucero 220 fue de 95 US\$/MWh, lo cual representa un aumento de 7,6% respecto del mes de noviembre (88,3 US\$/MWh), y un aumento de 12% respecto de diciembre de 2012 (84,9 US\$/MWh).

Por último, el valor de la RM39, que compensa a las empresas generadoras por el sobrecosto de la operación, durante el mes de noviembre fue de 9,34 \$/kWh, con lo cual si se incluye en el costo marginal promedio de ese mes resulta en un valor de 106,3 US\$/MWh.

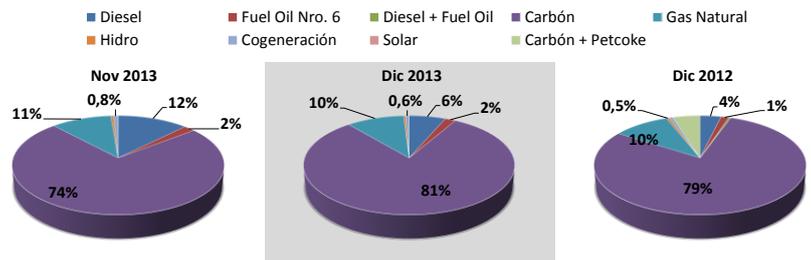


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

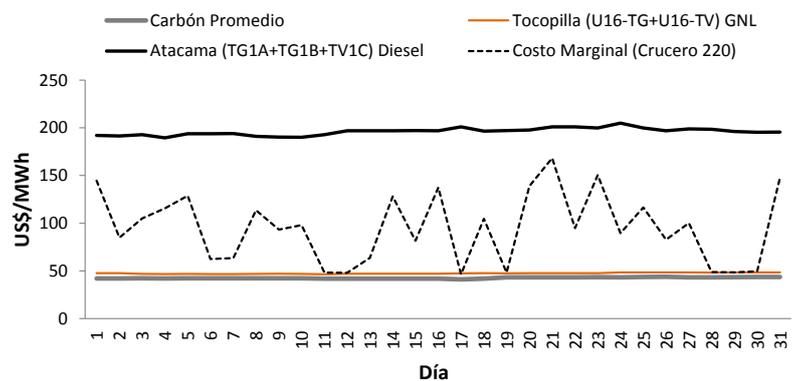


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de diciembre (Fuente: CDEC-SING)

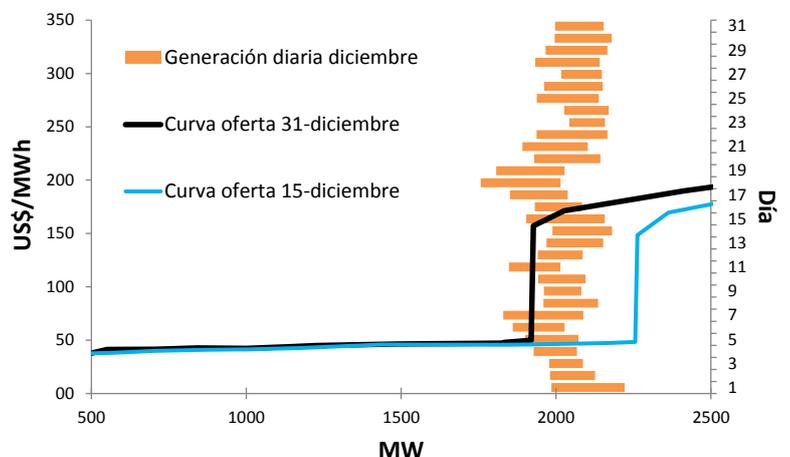


Figura 9: Generación diaria durante diciembre y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Para el 2014 se espera un crecimiento de la demanda eléctrica del SING cercano al 14% respecto a la del 2013, impulsado fuertemente por la conexión de nuevos proyectos industriales, así como incrementos en la demanda de clientes existentes. Sin embargo, existe incertidumbre respecto al cumplimiento efectivo de las condiciones de demanda esperadas, situación que en el pasado ha conducido a sobrestimaciones en las proyecciones de demanda informadas por las empresas.

Para abordar la incertidumbre asociada a los niveles de demanda, en esta proyección se simulan 3 casos con distintos niveles de demanda. Se considera un crecimiento de la demanda base, elaborado a partir de las expectativas informadas por los grandes clientes, y dos casos adicionales: demanda baja y demanda alta.

Respecto del parque generador, dentro de los próximos 12 meses se espera la puesta en operación de 4 proyectos solares por un total de 64 MW.

Tabla 4: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep

| Supuestos SING | | Demanda baja | Demanda base | Demanda alta |
|---------------------|--------------------------|-----------------------|----------------|--------------|
| Crecimiento demanda | 2014 | 8,2% | 14,3% | 18,5% |
| Combustible | Diesel promedio US\$/Bbl | 131,1 | | |
| | Carbón US\$/Ton | Mejillones | 87,5 | |
| | | Angamos | 95,6 | |
| | | Tocopilla | 84,3 | |
| | | Andina | 84,6 | |
| | | Hornitos | 83,4 | |
| Norgener Tarapacá | | 79,5 | | |
| Disponibilidad GNL | GNL US\$/MMBtu (CIF) | Mejillones, Tocopilla | 5,6 - 8,0 | |
| | | Atacama | Sin GNL | |
| | | Salta | No Considerado | |
| Disponibilidad GNL | U16 | U16 | Limitada | |
| | | CTM3 | Sin GNL | |
| | | Otros | Sin GNL | |

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición de demanda baja el costo marginal promedio asciende a 71 US\$/MWh, en comparación a los 114 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el

escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar 150 US\$/MWh.

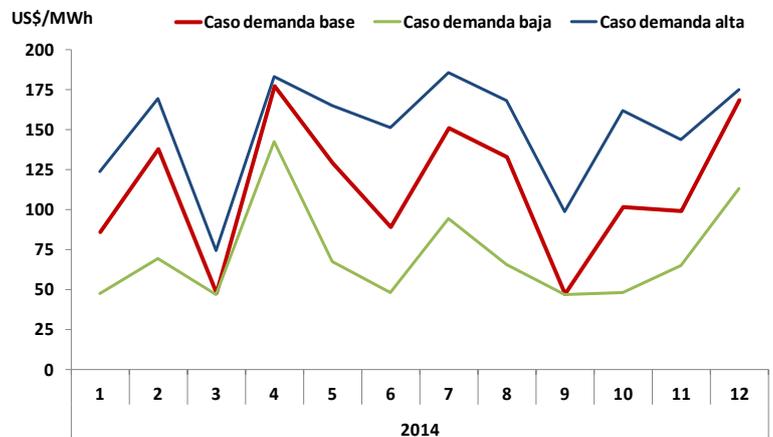


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Cruceiro 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

De los resultados de la proyección se observa una alta sensibilidad del costo marginal proyectado a la demanda considerada. A su vez, la proyección de costos marginales es altamente sensible a los mantenimientos considerados para las unidades generadoras. Para la modelación de los mantenimientos se consideró el programa de mantenimiento mayor para el 2014 publicado por el CDEC-SING vigente desde el 1 de enero. Respecto de la proyección efectuada el mes anterior, se introdujeron mantenimientos en los meses de junio y octubre recientemente programados por CDEC-SING, lo cual aumenta los costos marginales en dichos meses. Por otra parte, en esta proyección se ha considerado una disponibilidad de GNL basada en la declarada por las empresas para el año 2014, lo cual podría sufrir modificaciones en próximas proyecciones si se declara una disponibilidad distinta.

Notar que esta proyección es el resultado de la simulación del despacho económico de carga del SING, en donde el costo marginal corresponde al costo variable de unidad más cara en operación. No se considera la aplicación de toda la normativa legal vigente: Procedimiento de Cálculo del Costo Marginal (CDEC-SING), Resoluciones Ministeriales y otros. Por lo tanto, los costos marginales proyectados podrían estar sobrestimados respecto de los costos marginales finalmente utilizados en las transferencias de energía en el CDEC.

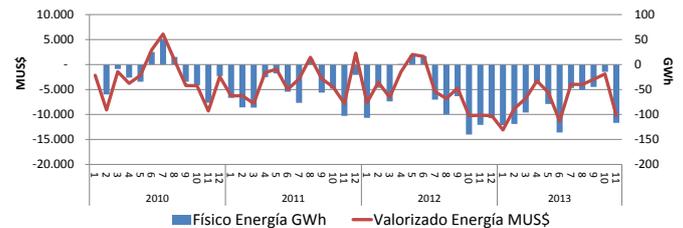
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

E-CL continúa siendo el único productor eléctrico con generación en base a GNL en la Unidad U16 de la Central Tocopilla. GasAtacama mantiene la operación de sus unidades sólo con combustible diesel, las cuales redujeron su generación considerablemente en diciembre por la mayor disponibilidad de generación a carbón en el SING. Gener mantiene su generación sólo en base a carbón.

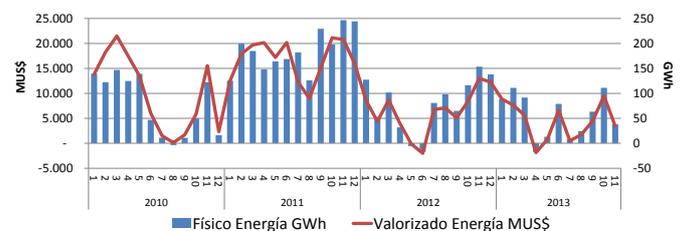
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

| | Generación por Fuente (GWh) | | | Costos Variables prom. Dic 2013 (US\$/MWh) | |
|-------------------|-----------------------------|------------|------------|--------------------------------------------|---------|
| | Nov 2013 | Dic 2013 | Dic 2012 | | |
| Diesel | 2 | 1 | 3 | Andina Carbón | 41,6 |
| Fuel Oil Nro. 6 | 27 | 26 | 20 | Mejillones Carbón | 41,5 |
| Diesel + Fuel Oil | 0 | 0 | 5 | Tocopilla GNL | 47,4 |
| Carbón | 549 | 598 | 544 | | |
| Gas Natural | 151 | 152 | 147 | Transferencias de Energía Nov 2013 | |
| Hidro | 4 | 4 | 4 | Total Generación (GWh) | 733 |
| Petcoke | 0 | 0 | 0 | Total Retiros (GWh) | 850 |
| Carbón + Petcoke | 0 | 0 | 71 | Transf. Físicas (GWh) | -116,7 |
| Total | 733 | 781 | 795 | Transf. Valorizadas (MUS\$) | -10.226 |



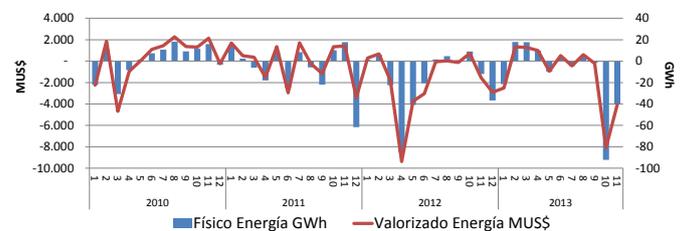
Gener (incluye Norgener y Angamos)

| | Generación por Fuente (GWh) | | | Costos Variables prom. Dic 2013 (US\$/MWh) | |
|-------------------|-----------------------------|------------|------------|--------------------------------------------|-------|
| | Nov 2013 | Dic 2013 | Dic 2012 | | |
| Diesel | 0 | 0 | 0 | Angamos (prom. 1 y 2) | 48,9 |
| Fuel Oil Nro. 6 | 0 | 0 | 0 | Norgener (prom. 1 y 2) | 35,6 |
| Diesel + Fuel Oil | 0 | 0 | 0 | | |
| Carbón | 467 | 544 | 563 | Transferencias de Energía Nov 2013 | |
| Gas Natural | 0 | 0 | 0 | Total Generación (GWh) | 467 |
| Hidro | 0 | 0 | 0 | Total Retiros (GWh) | 429 |
| Petcoke | 0 | 0 | 0 | Transf. Físicas (GWh) | 38,1 |
| Carbón + Petcoke | 0 | 0 | 0 | Transf. Valorizadas (MUS\$) | 3.435 |
| Total | 467 | 544 | 563 | | |



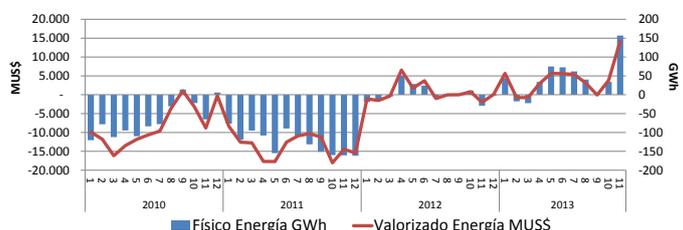
Celta

| | Generación por Fuente (GWh) | | | Costos Variables prom. Dic 2013 (US\$/MWh) | |
|-------------------|-----------------------------|-----------|-----------|--------------------------------------------|--------|
| | Nov 2013 | Dic 2013 | Dic 2012 | | |
| Diesel | 1 | 0 | 0 | Tarapacá Carbón | 38,4 |
| Fuel Oil Nro. 6 | 0 | 0 | 0 | | |
| Diesel + Fuel Oil | 0 | 0 | 0 | Transferencias de Energía Nov 2013 | |
| Carbón | 54 | 63 | 59 | Total Generación (GWh) | 55 |
| Gas Natural | 0 | 0 | 0 | Total Retiros (GWh) | 95 |
| Hidro | 0 | 0 | 0 | Transf. Físicas (GWh) | -40,2 |
| Petcoke | 0 | 0 | 0 | Transf. Valorizadas (MUS\$) | -4.040 |
| Carbón + Petcoke | 0 | 0 | 0 | | |
| Total | 55 | 63 | 59 | | |



GasAtacama

| | Generación por Fuente (GWh) | | | Costos Variables prom. Dic 2013 (US\$/MWh) | |
|-------------------|-----------------------------|-----------|-----------|--------------------------------------------|----------|
| | Nov 2013 | Dic 2013 | Dic 2012 | | |
| Diesel | 176 | 93 | 51 | Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C) | 196,1 |
| Fuel Oil Nro. 6 | 0 | 0 | 0 | | |
| Diesel + Fuel Oil | 0 | 0 | 0 | Transferencias de Energía Nov 2013 | |
| Carbón | 0 | 0 | 0 | Total Generación (GWh) | 179,2 |
| Gas Natural | 3 | 0 | 0 | Total Retiros (GWh) | 22,4 |
| Hidro | 0 | 0 | 0 | Transf. Físicas (GWh) | 156,80 |
| Petcoke | 0 | 0 | 0 | Transf. Valorizadas (MUS\$) | 14.090,9 |
| Carbón + Petcoke | 0 | 0 | 0 | | |
| Total | 179 | 93 | 51 | | |



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados indexado a diciembre de 2013 es de 80,82 US\$/MWh, referidos a barra de suministro. En la Tabla 5 se muestran los precios de licitación promedios por empresa generadora. En la Tabla 6 se muestran los precios de licitación promedios por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes.

De las tablas se observa que actualmente Chilectra accede a menores precios y, en contraste, actualmente CGE accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de noviembre de 2013, los retiros de energía afectos a la obligación establecida en la Ley 20.257 fueron iguales a 2.716 GWh durante ese mes. Por lo tanto, la obligación vigente equivalente al 5% de dichos retiros fue igual a 136 GWh. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante noviembre fue igual a 211 GWh, es decir, un 55% mayor que la obligación.

De las inyecciones de energía ERNC del mes de noviembre, la mayor parte fue generada por centrales de biomasa (51%), seguidas por centrales hidráulicas (35%) y eólicas (14%). En tanto, los generadores en base a tecnología solar representaron el 0,1% de las inyecciones ERNC del mes de noviembre.

La Figura 12 muestra las inyecciones reconocidas de las empresas con mayor inyección de ERNC reconocidas, propia o contrata, en los sistemas SIC y SING durante el mes de noviembre, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos retiros.

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a diciembre 2013 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

| Empresa Generadora | Precio Medio Licitación US\$/MWh | Energía Contratada GWh/año |
|-----------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|
| AES Gener | 80,9 | 5.419 |
| Campanario | 112,2 | 900 |
| Colbun | 85,3 | 6.782 |
| Endesa | 76,1 | 15.029 |
| Guacolda | 72,4 | 900 |
| EMELDA | 109,5 | 200 |
| EPSA | 113,0 | 75 |
| Puyehue | 93,3 | 150 |
| Panguipulli | 95,0 | 100 |
| Monte Redondo | 106,8 | 275 |
| Precio Medio de Licitación | 80,82 | |

Tabla 6: Precio medio de licitación indexado a diciembre 2013 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

| Empresa Distribuidora | Precio Medio Licitación US\$/MWh | Energía Contratada GWh/año |
|-----------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|
| Chilectra | 68,2 | 13.350 |
| Chilquinta | 89,2 | 2.917 |
| EMEL | 73,7 | 2.007 |
| CGE | 104,6 | 7.050 |
| SAESA | 78,8 | 4.506 |
| Precio Medio de Licitación | 80,82 | |

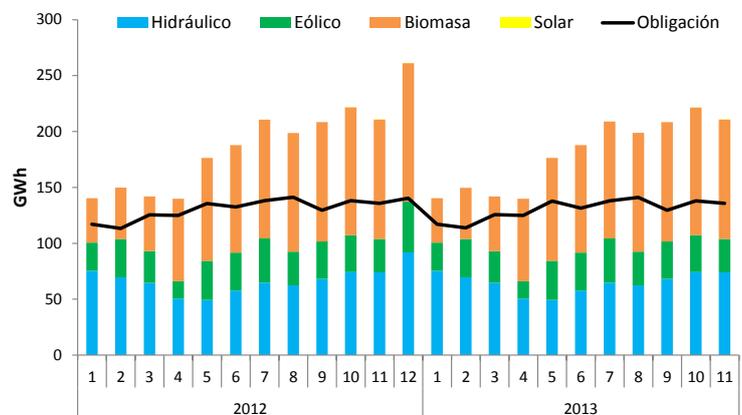


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

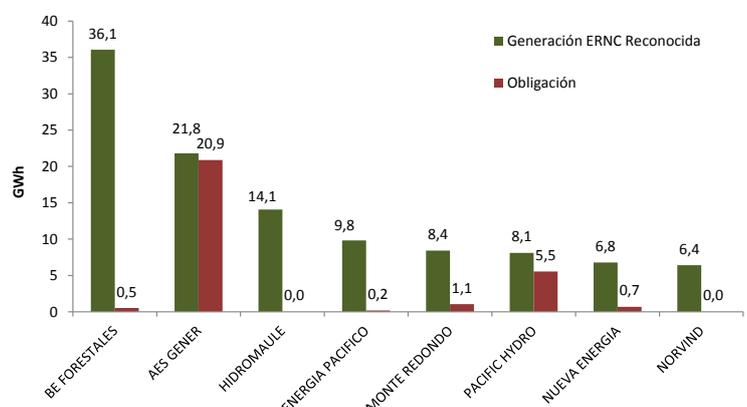


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, noviembre de 2013 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

| Proyecto de Ley Carretera Eléctrica | Proyecto de Ley Interconexión SIC-SING | Reglamento de Servicios Complementarios |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| No se registran novedades. Desde enero de 2013 se encuentra aprobada la idea de legislar. Actualmente se encuentra a la espera de ser votado en forma particular en la cámara de origen. | El 8 de enero el Senado aprobó por unanimidad las modificaciones introducidas al Proyecto de Ley, con lo cual quedó en condiciones de ser promulgado como Ley (ver más) . | No se registran novedades. El 4 de septiembre el Panel de Expertos emitió dictámenes sobre las cinco discrepancias presentadas por las empresas respecto a los procedimientos de SSCC elaborados por los CDEC SIC y SING (ver más) . |

SIC: Comunidades indígenas dan luz verde al Parque Eólico Chiloé [\(ver más\)](#)

SIC: CDEC-SIC proyecta costo marginal promedio de US\$138 por MWh en caso de que no llueva [\(ver más\)](#)

SING: Se inicia proceso de búsqueda de candidatos para próximo Directorio CDEC-SING [\(ver más\)](#)

De acuerdo al nuevo Reglamento de los CDEC, Decreto N°115, la empresa adjudicada Amrop MV Consulting será la encargada de la selección de los candidatos para la formación del Directorio del CDEC-SING.

CNE: Tarificación de Sistemas de Subtransmisión [\(ver más\)](#)

El 8 de enero fueron publicadas las bases definitivas de los estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión 2015-2018 (Resolución Exenta N° 06).

CNE: Estudio de Transmisión Troncal [\(ver más\)](#)

El 17 de diciembre fueron publicadas las bases definitivas para el tercer Estudio de Transmisión Troncal 2015-2018 (Resolución Exenta N° 800).

Licitaciones SIC 2013: Publicación de nuevas bases y nueva licitación 2013/03

El 13 de diciembre se publicaron nuevas bases del proceso 2013/02 con fecha de apertura de ofertas el 23 de septiembre de 2014 [\(ver más\)](#), y se publicaron las bases una nueva licitación 2013/03 con fecha de apertura de ofertas el 5 de agosto de 2014 [\(ver más\)](#)

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 5.758 MW en calificación, con una inversión de 12.037 MMUS\$. Destacan este mes la aprobación del Proyecto Ampliación Parque Eólico San Pedro (216 MW, X Región), la al SEIA presentación del cierre de ciclos de la Central Taltal de Endesa (130 MW, II Región), así como la presentación de proyectos solares por un total de la presentación de proyectos por 1.606 MW de generación solar y 336 MW de generación eólica.

En el SING, los proyectos en calificación suman 3.543 MW en calificación, con una inversión de 4.441 MMUS\$. Este mes destaca la aprobación del Parque Fotovoltaico Gramadal (92 MW, I Región), la al SEIA presentación del Parque Eólico Tchamma (273 MW, II Región) y otros 436 MW de generación solar.

Tabla 7: 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 | 1.312 | 2.667 | 4.288 | 8.947 |
| Hidráulica | 1.052 | 2.091 | 5.451 | 7.388 |
| Solar | 3.134 | 6.777 | 832 | 2.122 |
| Gas Natural | 162 | 265 | 929 | 575 |
| Geotérmica | 0 | 0 | 70 | 330 |
| Diesel | 0 | 0 | 1.482 | 1.125 |
| Biomasa/Biogás | 99 | 237 | 332 | 620 |
| Carbón | 0 | 0 | 4.730 | 8.447 |
| TOTAL | 5.758 | 12.037 | 18.114 | 29.554 |

Tabla 8: 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 | 1.813 | 4.557 | 4.555 | 16.132 |
| GNL | 1.290 | 1.300 | 1.300 | 1.158 |
| Eólico | 441 | 584 | 1.633 | 3.515 |
| Carbón | 0 | 0 | 1.770 | 3.500 |
| Diesel | 0 | 0 | 207 | 340 |
| Fuel-Oil N° 6 | 0 | 0 | 216 | 302 |
| Geotermia | 0 | 0 | 50 | 180 |
| TOTAL | 3.543 | 6.441 | 9.731 | 25.127 |

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

enero2014



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

Pablo Jiménez P. | Líder de Proyectos

pjimenez@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.