

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

## SIC y SING

Febrero 2014

[Volumen 7, número 2]

### 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 |

## Editorial

### *Riesgos para el desarrollo de proyectos ERNC en el norte del SIC*

La suspensión o cancelación de proyectos importantes de generación térmica convencional en los últimos años en el SIC norte, el crecimiento de la demanda industrial y las restricciones de transmisión que limitan la importación de energía más económica desde el sur, están contribuyendo a una falta de suministro eléctrico eficiente en dicha zona. Estas condiciones anticipan una situación futura de altos costos marginales en la zona norte respecto del resto del sistema. Esto ha generado gran interés por desarrollar proyectos de generación solares y eólicos en la zona. En efecto, a febrero de 2014 existe un total de 3.940 MW de proyectos ERNC aprobados ambientalmente en la II, III y IV región del país (1.143 MW solares y 2.797 MW eólicos), de los cuales han solicitado el inicio de tramitación de conexión al CDEC-SIC un total de 1.327 MW (805 MW solares y 522 MW eólicos).

Dada la ausencia de energía económica, algunos proyectos mineros en carpeta han atrasado o suspendido su puesta en marcha, lo cual ha ralentizado las expectativas de crecimiento de demanda en el norte del SIC. Por otra parte, Endesa ha señalado que la central Taltal cerrará sus dos ciclos (125 MW adicionales) e iniciará su operación a gas a mediados del 2016, lo que reemplazaría la actual oferta de generación diesel por generación más eficiente. En este nuevo contexto, si efectivamente se concretan los proyectos ERNC en carpeta podría existir una sobreoferta de generación en el SIC norte, convirtiéndose potencialmente la zona en un exportador de energía hacia el centro-sur. En este posible escenario, las restricciones del sistema de transmisión podrían limitar las transferencias de energía hacia el sur, provocando un mercado local en el norte del SIC.

Cabe destacar que están en desarrollo refuerzos al sistema troncal en esa zona, que incluyen una nueva línea doble circuito Cardones - Diego de Almagro 220 kV y el nuevo sistema de 500 kV entre Polpaico y Cardones. La primera obra se espera entre en servicio entre el 2016 y 2017, y aliviará las restricciones locales de suficiencia de transmisión al norte de Cardones, mientras que la segunda obra solucionará, a partir del 2018, las restricciones de seguridad de transmisión troncal entre las zonas centro y norte del SIC.

En el corto plazo se mantendrán las restricciones de suficiencia de transmisión al norte de Cardones. Como una medida transitoria para permitir la conexión de proyectos al sur de Cardones, podría evaluarse la implementación de esquemas de desconexión o reducción de generación (EDAG/ERAG), que permitan aumentar la capacidad de las líneas, manteniendo la seguridad del sistema. En este sentido, a la fecha ya se encuentra en servicio un esquema EDAG por contingencia específica asociado a la central Guacolda, que permite operar la línea Maitencillo - Punta Colorada - Pan de Azúcar 220 kV en torno a 345 MVA.

Antes que entren en servicio las nuevas obras de transmisión troncal, si se desarrolla en la zona un número importante de proyectos ERNC, y a la vez se mantienen postergados nuevos proyectos mineros, es posible que se produzcan desacoples de precio entre el SIC norte y el resto del sistema. Esto podría provocar precios spot bajos en las horas en que la generación ERNC sea coincidente y precios mayores cuando ésta no esté disponible.

Ante la posibilidad de ocurrencia de un escenario como el descrito, es recomendable que los inversionistas en ERNC identifiquen y evalúen estas fuentes de riesgo, ya que las restricciones de transmisión podrían empujar a la baja los costos marginales, de forma contraria a lo que se preveía hasta hace sólo meses, además de potencialmente limitar los despachos de estas centrales. Los inversionistas deben analizar el equilibrio entre el crecimiento de la demanda y los nuevos proyectos de generación a desarrollar, o de lo contrario un exceso de oferta en la zona podría llevar a una canibalización entre proyectos, incluso después de las ampliaciones de transmisión troncal.

Por esta misma razón, también es importante que los desarrolladores sean cuidadosos en sus estrategias comerciales ya que, por una parte, una sobreoferta de generación podría bajar los precios spot en las barras de generación por debajo de lo sostenible para los proyectos, y, por otra parte, las restricciones de transmisión podrían provocar desbalances entre las inyecciones y retiros de los generadores.

## Sistema Interconectado Central (SIC)

### Análisis de operación del SIC

En enero la operación del SIC se caracterizó por una disminución en la participación de las centrales a carbón, explicado por la baja generación de las centrales Bocamina 2, Santa María y Campiche. Esta generación fue reemplazada principalmente por diésel. Por otro lado, la generación hidráulica aumentó levemente respecto al mes de diciembre de 2013, en particular la participación de las centrales hidráulicas de pasada aumentó de 21% a un 25% (ver Figura 1).

El nivel de los embalses se redujo durante enero pero se mantuvo por sobre lo observado el año 2013. Aun así, los niveles se encuentran por debajo de la mitad de los promedios históricos (ver Figura 2). Esto elevó el valor del agua embalsada empujando los costos marginales por sobre los observados el mes anterior.

En enero el valor estratégico del agua embalsada (Rapel) promedió los 189 US\$/MWh, a comienzos de mes se ubicó entre los 129 y 176 US\$/MWh aumentando hacia el final a 228 US\$/MWh. Por su parte, el costo variable de San Isidro GNL aumentó de 64 a 79 US\$/MWh. Respecto al costo variable del carbón y diésel no se observaron variaciones importantes durante el mes de enero (ver Figura 3).

La central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con GNL, a un precio declarado de 8,4 y 10,5 US\$/MMBtu. En tanto, durante enero las dos unidades de ciclo combinado de la central Nehuenco operaron con GNL y costo variable nulo, mientras que la central Nueva Renca operó con diésel cuando fue requerida.

La mayor participación de la generación diésel y el aumento del valor del agua embalsada provocaron un aumento de los costos marginales durante enero. El costo marginal en la barra Alto Jahuel 220 promedió 152,4 US\$/MWh. Este último valor representa un aumento de 81,6% respecto del mes de diciembre (83,9 US\$/MWh) y un aumento de un 24,2% respecto al mes de enero de 2013 (122,7 US\$/MWh).

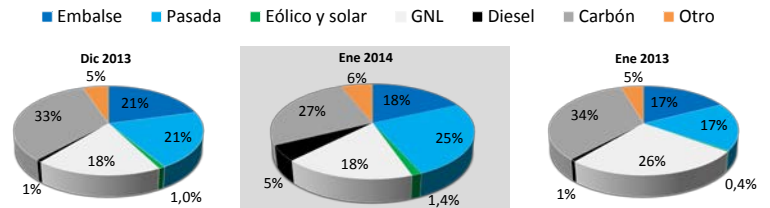


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

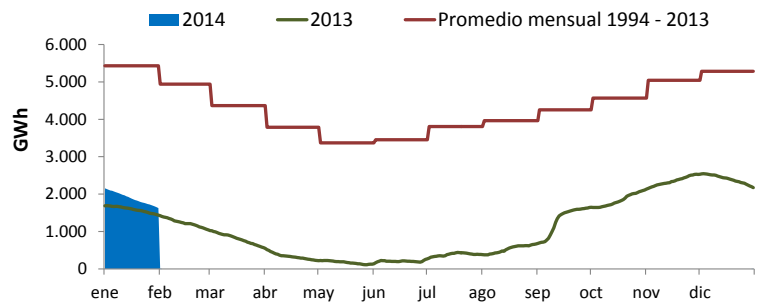


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE)

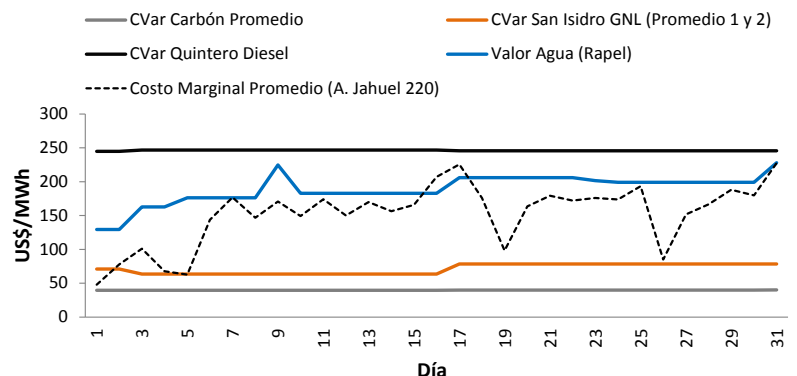


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de enero (Fuente: CDEC-SIC)

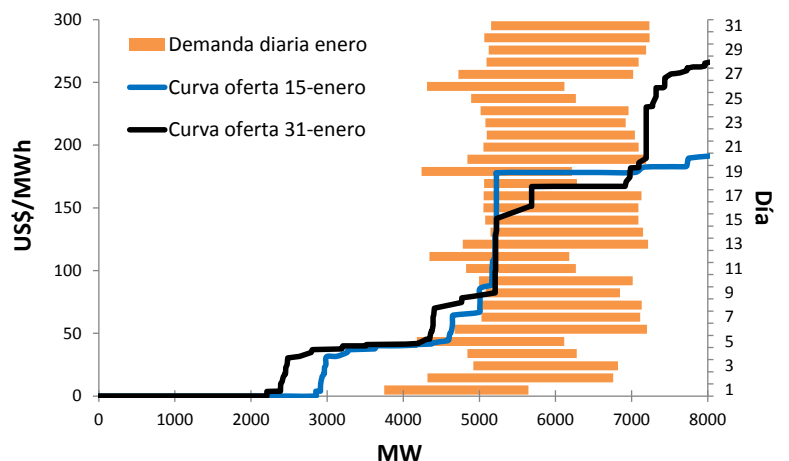


Figura 4: Demanda diaria durante enero y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

## Sistema Interconectado Central (SIC)

### Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En esta proyección se considera el pronóstico de deshielo publicado por el CDEC-SIC y actualizado a inicios de febrero, y la reconfiguración de las líneas Polpaico - Alto Jahuel - Ancoa 500 kV durante el mismo mes.

La Unidad 1 de la central Bocamina se considera inyectando desde la segunda semana de febrero, tal cual ocurrió en la operación real, en tanto la Unidad 2 se considera en operación a partir del mes de abril de 2014, de acuerdo a lo previsto en la última programación a 12 meses del CDEC-SIC. Se ha estimado que un retraso de dos meses en el ingreso de la segunda unidad podría subir los costos marginales promedios en la barra Alto Jahuel 220 entre 20 y 30 US\$/MWh durante la duración de este retraso.

En la Tabla 2 se muestran resultados estadísticos de la simulación de 50 escenarios hidrológicos históricos, en donde se considera igual probabilidad de ocurrencia para cada uno.

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   | 2014                          | 5,40%                 |                     |         |
|                       | 2015                          | 5,38%                 |                     |         |
| Precios combustibles  | Carbón US\$/Ton (N. Ventanas) |                       | 92,2                |         |
|                       | Diesel US\$/Bbl (Quintero)    |                       | 136,0               |         |
|                       | GNL US\$/MMBtu (CIF)          | San Isidro (feb-ene)  | 6,0                 | 12,0    |
|                       |                               | Nehuenco (feb-abr)    | 0,0                 | 0,0     |
|                       |                               | Nehuenco (may-oct)    | 0,0                 | Sin GNL |
|                       |                               | Nehuenco (nov-ene)    | 0,0                 | 0,0     |
|                       |                               | Nueva Renca (feb-abr) | 22,0                | Sin GNL |
|                       |                               | Nueva Renca (may-oct) | Sin GNL             | Sin GNL |
| Nueva Renca (nov-ene) | 22,0                          | Sin GNL               |                     |         |
| Disponibilidad GNL    | San Isidro (feb-ene)          | Total                 | Total               |         |
|                       | Nehuenco (feb-abr)            | Total                 | Limitada            |         |
|                       | Nehuenco (may-oct)            | Limitada              | 0                   |         |
|                       | Nehuenco (nov-ene)            | Total                 | Limitada            |         |
|                       | Nueva Renca (feb-abr)         | Limitada              | 0                   |         |
|                       | Nueva Renca (may-oct)         | 0                     | 0                   |         |
| Nueva Renca (nov-ene) | Limitada                      | 0                     |                     |         |

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. % |
| Feb-2014 a Jul-2014    | 106,5               | 53%          | 146,3               | 34%          |
| Ago-2014 a Ene-2015    | 52,1                | 73%          | 71,4                | 58%          |

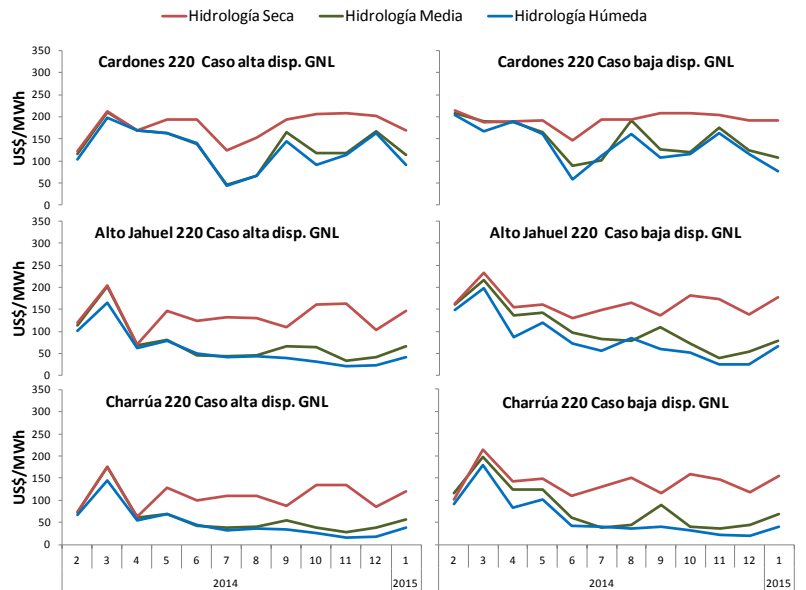


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

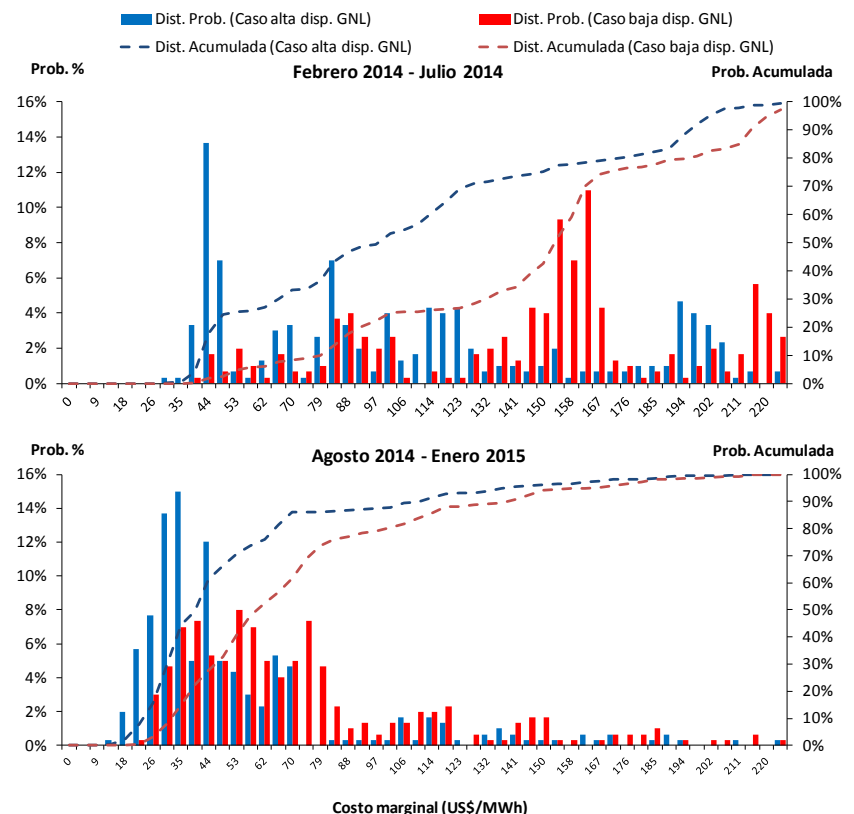


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

# Sistema Interconectado Central (SIC)

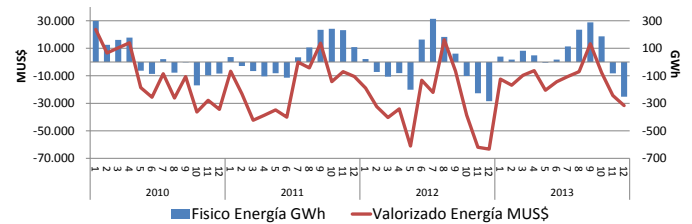
## Análisis por empresa

En la operación de Endesa destaca la baja generación a carbón producto de la paralización judicial de la central Bocamina II, también destaca la menor generación con GNL que fue compensado con la mayor disponibilidad de este combustible por parte de Colbún. Por último, Gener vio crecer su participación debido a la mayor generación de sus unidades diésel.

### Endesa

|              | Generación por fuente GWh |              |              |
|--------------|---------------------------|--------------|--------------|
|              | Dic 2013                  | Ene 2014     | Ene 2013     |
| Pasada       | 259                       | 277          | 265          |
| Embalse      | 367                       | 431          | 360          |
| Gas          | 0                         | 0            | 0            |
| GNL          | 454                       | 335          | 510          |
| Carbón       | 81                        | 75           | 326          |
| Diésel       | 8                         | 10           | 0            |
| Eólico       | 8                         | 10           | 5            |
| <b>Total</b> | <b>1.177</b>              | <b>1.137</b> | <b>1.465</b> |

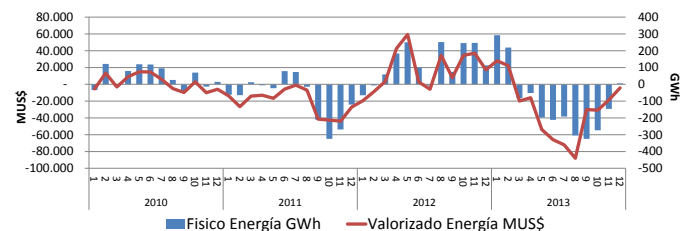
| Costos Variables prom. Ene 2014 (US\$/MWh) |        |
|--|--------|
| Bocamina (prom. I y II)                    | 43,3   |
| San Isidro GNL (prom. I y II)              | 71,3   |
| Taltal Diesel                              | 244    |
| Transferencias de Energía Dic 2013         |        |
| Total Generación (GWh)                     | 1.261  |
| Total Retiros (GWh)                        | 1.513  |
| Transf. Físicas (GWh)                      | -252,0 |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$)               | -31,7  |



### Colbún

|              | Generación por Fuente (GWh) |              |              |
|--------------|-----------------------------|--------------|--------------|
|              | Dic 2013                    | Ene 2014     | Ene 2013     |
| Pasada       | 281                         | 230          | 236          |
| Embalse      | 242                         | 195          | 186          |
| Gas          | 0                           | 0            | 0            |
| GNL          | 236                         | 440          | 436          |
| Carbón       | 247                         | 200          | 260          |
| Diésel       | 1                           | 10           | 1            |
| Eólico       | 0                           | 0            | 0            |
| <b>Total</b> | <b>1.008</b>                | <b>1.075</b> | <b>1.118</b> |

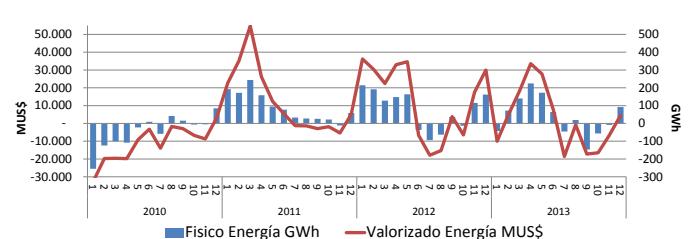
| Costos Variables prom. Ene 2014 (US\$/MWh) |       |
|--|-------|
| Santa María                                | 37,6  |
| Nehuenco GNL (prom. I y II)                | 0,0   |
| Nehuenco Diesel (prom. I y II)             | 162   |
| Transferencias de Energía Dic 2013         |       |
| Total Generación (GWh)                     | 1.076 |
| Total Retiros (GWh)                        | 1.070 |
| Transf. Físicas (GWh)                      | 6     |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$)               | -4,2  |



### Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

|              | Generación por fuente GWh |            |            |
|--------------|---------------------------|------------|------------|
|              | Dic 2013                  | Ene 2014   | Ene 2013   |
| Pasada       | 158                       | 170        | 166        |
| Embalse      | 0                         | 0          | 0          |
| Gas          | 0                         | 0          | 0          |
| GNL          | 0                         | 1          | 99         |
| Carbón       | 482                       | 447        | 313        |
| Diésel       | 0                         | 172        | 2          |
| Eólico       | 0                         | 0          | 0          |
| Otro         | 4                         | 4          | 4          |
| <b>Total</b> | <b>643</b>                | <b>794</b> | <b>584</b> |

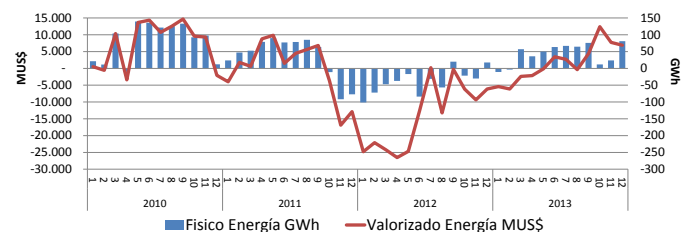
| Costos Variables prom. Ene 2014 (US\$/MWh) |      |
|--|------|
| Ventanas prom. (prom. I y II)              | 42,9 |
| N. Ventanas y Campiche                     | 40,6 |
| Nueva Renca Diesel                         | 182  |
| Transferencias de Energía Dic 2013         |      |
| Total Generación (GWh)                     | 690  |
| Total Retiros (GWh)                        | 598  |
| Transf. Físicas (GWh)                      | 92,1 |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$)               | 4,5  |



### Guacolda

|              | Generación por Fuente (GWh) |            |            |
|--------------|-----------------------------|------------|------------|
|              | Dic 2013                    | Ene 2014   | Ene 2013   |
| Pasada       | 0                           | 0          | 0          |
| Embalse      | 0                           | 0          | 0          |
| Gas          | 0                           | 0          | 0          |
| GNL          | 0                           | 0          | 0          |
| Carbón       | 423                         | 445        | 448        |
| Diésel       | 0                           | 0          | 0          |
| Eólico       | 0                           | 0          | 0          |
| <b>Total</b> | <b>423</b>                  | <b>445</b> | <b>448</b> |

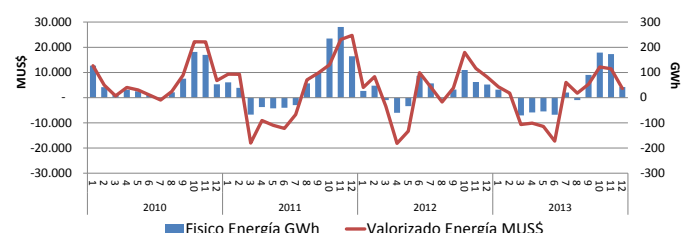
| Costos Variables prom. Ene 2014 (US\$/MWh) |      |
|--|------|
| Guacolda I y II                            | 40,1 |
| Guacolda III                               | 31,7 |
| Guacolda IV                                | 34,8 |
| Transferencias de Energía Dic 2013         |      |
| Total Generación (GWh)                     | 452  |
| Total Retiros (GWh)                        | 371  |
| Transf. Físicas (GWh)                      | 81,0 |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$)               | 6,9  |



### Pehuenche

|              | Generación por Fuente (GWh) |            |            |
|--------------|-----------------------------|------------|------------|
|              | Dic 2013                    | Ene 2014   | Ene 2013   |
| Pasada       | 65                          | 77         | 81         |
| Embalse      | 161                         | 135        | 147        |
| Gas          | 0                           | 0          | 0          |
| GNL          | 0                           | 0          | 0          |
| Carbón       | 0                           | 0          | 0          |
| Diésel       | 0                           | 0          | 0          |
| Eólico       | 0                           | 0          | 0          |
| <b>Total</b> | <b>226</b>                  | <b>212</b> | <b>228</b> |

| Costos Variables prom. Ene 2014 (US\$/MWh) |     |
|--|-----|
| Sólo centrales hidráulicas                 |     |
| Transferencias de Energía Dic 2013         |     |
| Total Generación (GWh)                     | 226 |
| Total Retiros (GWh)                        | 184 |
| Transf. Físicas (GWh)                      | 42  |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$)               | 3,7 |



## Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

### Análisis de operación del SING

La operación del SING durante el mes de enero fue similar a la del mes de diciembre. La disminución de la participación GNL, de 10% a 8%, fue compensada por unidades diésel que aumentaron su participación de 6% a 8%. La participación de las unidades a carbón aumentó levemente debido a que volvió a operar la unidad 2 de Mejillones (175 MW), no obstante se encuentra en mantenimiento mayor la unidad U15 de Tocopilla (132,4 MW) desde enero.

El precio del GNL declarado por la Central Tocopilla, la única en generar con este combustible, fue de 6,4 US\$/MMBtu promedio en enero, valor que aumentó desde 5,9 US\$/MMBtu promedio en diciembre. 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).

Los costos marginales en enero fueron marcados por el carbón y por centrales a GNL en demanda baja, y ocasionalmente diésel en horas de demanda alta. El promedio mensual del costo marginal de diciembre en la barra Crucero 220 fue de 92,6 US\$/MWh, lo cual representa una disminución de 2,5% respecto del mes de diciembre (95 US\$/MWh), y una disminución de 6,6% respecto de enero de 2013 (99,2 US\$/MWh).

Por último, el valor de la RM 39, que compensa a las empresas generadoras por el sobrecosto de la operación, fue durante el mes de diciembre de 5,46 \$/kWh, con lo cual si se incluye en el costo marginal promedio de ese mes resulta en un valor de 105,3 US\$/MWh.

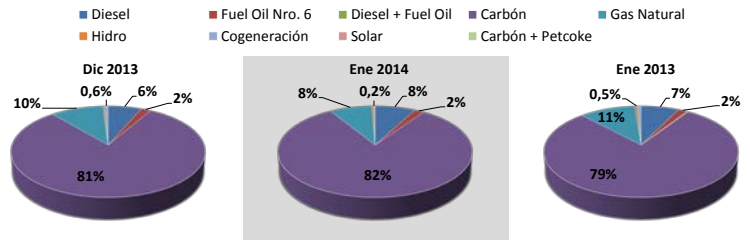


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

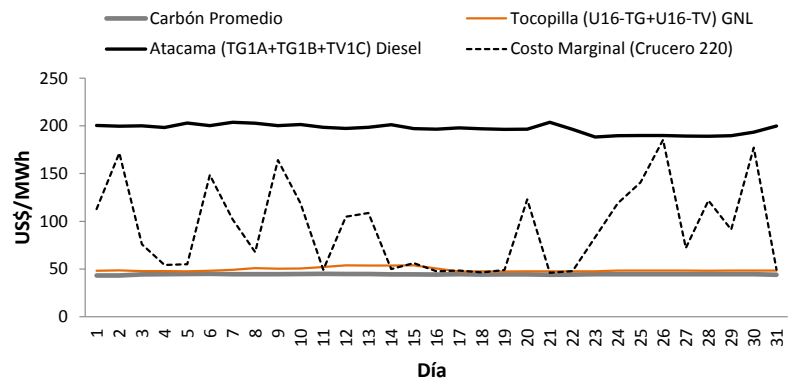


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de enero (Fuente: CDEC-SING)

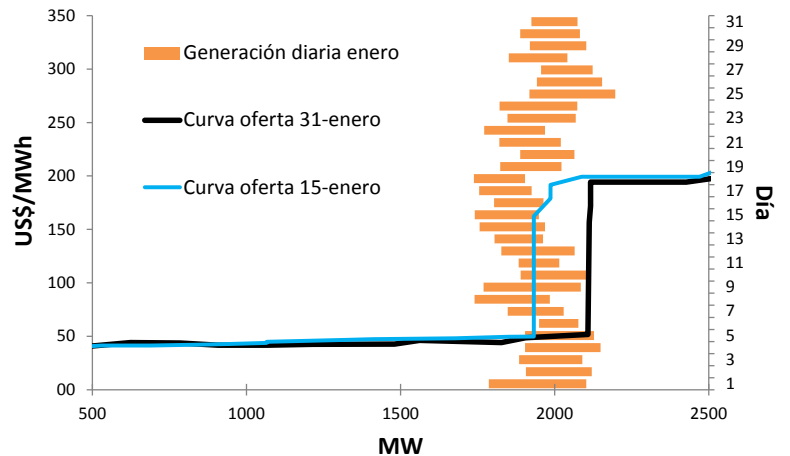


Figura 9: Generación diaria durante enero y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

## Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

### Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Para 2014 se espera un crecimiento de la demanda eléctrica del SING cercano al 15,2% 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 la proyección de la demanda, en esta proyección se simulan 3 casos con distintos niveles de demanda. Se considera un crecimiento de la 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 5 proyectos solares por un total de 66,5 MW.

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

| Supuestos SING       |                                       | Demanda baja   | Demanda base | Demanda alta |
|----------------------|---------------------------------------|----------------|--------------|--------------|
| Crecimiento demanda  | 2014                                  | 15,2%          | 15,2%        | 15,2%        |
|                      | 2015                                  | 9,6%           | 9,6%         | 9,6%         |
| Combustible          | Diesel promedio US\$/Bbl              |                | 133,2        |              |
|                      | Carbón US\$/Ton                       | Mejillones     | 93,1         |              |
|                      |                                       | Angamos        | 91,7         |              |
|                      |                                       | Tocopilla      | 85,8         |              |
|                      |                                       | Andina         | 83,8         |              |
|                      |                                       | Hornitos       | 89,0         |              |
|                      |                                       | Norgener       | 92,5         |              |
| GNL US\$/MMBtu (CIF) | Mejillones, Tocopilla, Atacama, Salta | 90,1           |              |              |
| Disponibilidad GNL   | U16                                   | 5,6 - 6,8      |              |              |
|                      | CTM3                                  | Sin GNL        |              |              |
|                      | Otros                                 | No Considerado |              |              |

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición de demanda baja el costo marginal promedio alcanza los 71 US\$/MWh, en comparación a los 99 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el

escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar 142 US\$/MWh.

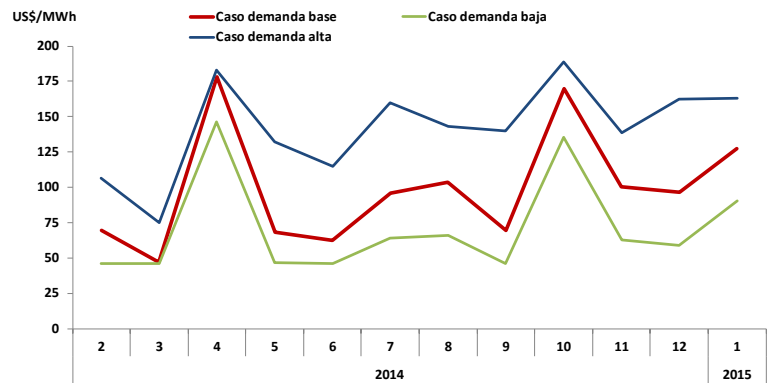


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Cruceiro 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

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 5 de febrero. Respecto de la proyección efectuada el mes anterior, se introdujeron mantenimientos de las unidades 2 y 1 de la central Angamos, en los meses de abril y octubre, respectivamente, de acuerdo a lo recientemente programado por el CDEC-SING, lo que 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

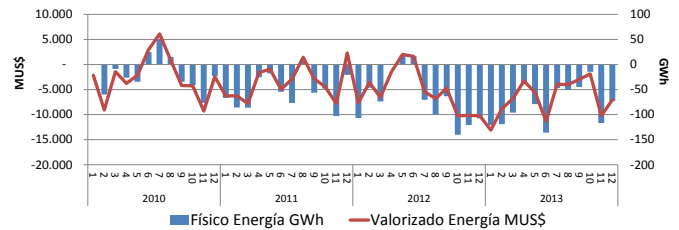
E-CL continúa siendo el único productor eléctrico con generación en base a GNL en la Unidad U16 de la Central Tocopilla. GasAtacama mantiene la operación de sus unidades sólo con combustible diesel, las cuales aumentaron su generación en enero por la menor generación a GNL. Gener mantiene su generación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

### E-CL (incluye Hornitos y Andina)

|                   | Generación por Fuente (GWh) |            |            |
|-------------------|-----------------------------|------------|------------|
|                   | Dic 2013                    | Ene 2014   | Ene 2013   |
| Diesel            | 1                           | 8          | 6          |
| Fuel Oil Nro. 6   | 26                          | 25         | 24         |
| Diesel + Fuel Oil | 0                           | 0          | 4          |
| Carbón            | 598                         | 600        | 566        |
| Gas Natural       | 152                         | 116        | 157        |
| Hidro             | 4                           | 5          | 4          |
| Petcoke           | 0                           | 0          | 0          |
| Carbón + Petcoke  | 0                           | 0          | 0          |
| <b>Total</b>      | <b>781</b>                  | <b>753</b> | <b>761</b> |

| Costos Variables prom. Ene 2014 (US\$/MWh) |      |
|--|------|
| Andina Carbón                              | 43,7 |
| Mejillones Carbón                          | 44,7 |
| Tocopilla GNL                              | 49,2 |

| Transferencias de Energía Dic 2013 |        |
|------------------------------------|--------|
| Total Generación (GWh)             | 781    |
| Total Retiros (GWh)                | 854    |
| Transf. Físicas (GWh)              | -73,1  |
| Transf. Valorizadas (MUS\$)        | -7.040 |

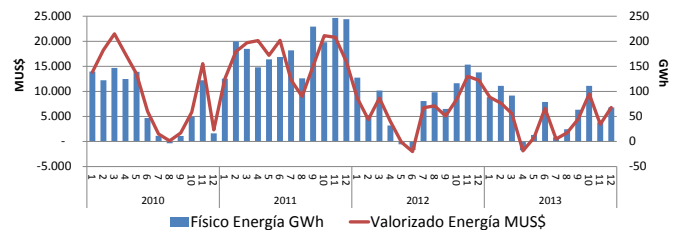


### Gener (incluye Norgener y Angamos)

|                   | Generación por Fuente (GWh) |            |            |
|-------------------|-----------------------------|------------|------------|
|                   | Dic 2013                    | Ene 2014   | Ene 2013   |
| Diesel            | 0                           | 0          | 0          |
| Fuel Oil Nro. 6   | 0                           | 0          | 0          |
| Diesel + Fuel Oil | 0                           | 0          | 0          |
| Carbón            | 544                         | 500        | 518        |
| Gas Natural       | 0                           | 0          | 0          |
| Hidro             | 0                           | 0          | 0          |
| Petcoke           | 0                           | 0          | 0          |
| Carbón + Petcoke  | 0                           | 0          | 0          |
| <b>Total</b>      | <b>544</b>                  | <b>500</b> | <b>518</b> |

| Costos Variables prom. Ene 2014 (US\$/MWh) |      |
|--|------|
| Angamos (prom. 1 y 2)                      | 47,8 |
| Norgener (prom. 1 y 2)                     | 40,9 |

| Transferencias de Energía Dic 2013 |       |
|------------------------------------|-------|
| Total Generación (GWh)             | 544   |
| Total Retiros (GWh)                | 476   |
| Transf. Físicas (GWh)              | 68,1  |
| Transf. Valorizadas (MUS\$)        | 6.782 |

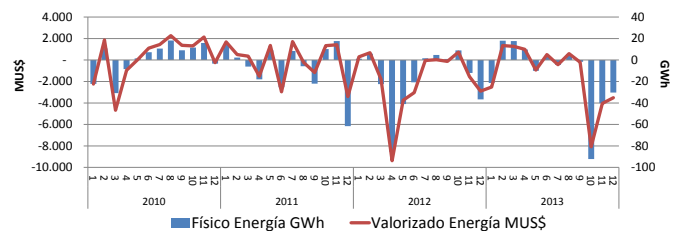


### Celta

|                   | Generación por Fuente (GWh) |           |           |
|-------------------|-----------------------------|-----------|-----------|
|                   | Dic 2013                    | Ene 2014  | Ene 2013  |
| Diesel            | 0                           | 1         | 1         |
| Fuel Oil Nro. 6   | 0                           | 0         | 0         |
| Diesel + Fuel Oil | 0                           | 0         | 0         |
| Carbón            | 63                          | 68        | 68        |
| Gas Natural       | 0                           | 0         | 0         |
| Hidro             | 0                           | 0         | 0         |
| Petcoke           | 0                           | 0         | 0         |
| Carbón + Petcoke  | 0                           | 0         | 0         |
| <b>Total</b>      | <b>63</b>                   | <b>69</b> | <b>68</b> |

| Costos Variables prom. Ene 2014 (US\$/MWh) |      |
|--|------|
| Tarapacá Carbón                            | 40,2 |

| Transferencias de Energía Dic 2013 |        |
|------------------------------------|--------|
| Total Generación (GWh)             | 63     |
| Total Retiros (GWh)                | 93     |
| Transf. Físicas (GWh)              | -30,3  |
| Transf. Valorizadas (MUS\$)        | -3.506 |

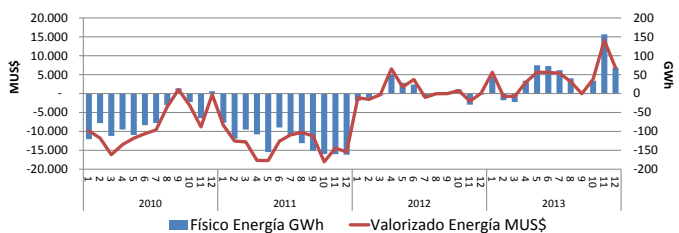


### GasAtacama

|                   | Generación por Fuente (GWh) |            |           |
|-------------------|-----------------------------|------------|-----------|
|                   | Dic 2013                    | Ene 2014   | Ene 2013  |
| Diesel            | 93                          | 101        | 98        |
| Fuel Oil Nro. 6   | 0                           | 0          | 0         |
| Diesel + Fuel Oil | 0                           | 0          | 0         |
| Carbón            | 0                           | 0          | 0         |
| Gas Natural       | 0                           | 0          | 0         |
| Hidro             | 0                           | 0          | 0         |
| Petcoke           | 0                           | 0          | 0         |
| Carbón + Petcoke  | 0                           | 0          | 0         |
| <b>Total</b>      | <b>93</b>                   | <b>101</b> | <b>98</b> |

| Costos Variables prom. Ene 2014 (US\$/MWh) |     |
|--|-----|
| Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)            | 197 |

| Transferencias de Energía Dic 2013 |         |
|------------------------------------|---------|
| Total Generación (GWh)             | 93,4    |
| Total Retiros (GWh)                | 25,0    |
| Transf. Físicas (GWh)              | 68,40   |
| Transf. Valorizadas (MUS\$)        | 6.811,4 |





## Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados indexado a enero de 2014 es de 81,4 US\$/MWh, referidos a barra de suministro. En la Tabla 4 se muestran los precios de licitación promedios por empresa generadora.

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 accede a menores precios y, en contraste, actualmente CGE accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

Los valores de la Tabla 4 y 5 no consideran las licitaciones de suministro 2013-I que no han entrado en vigencia vía un nuevo decreto nudo promedio.

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a enero 2014 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

| Empresa Generadora                | Precio Medio Licitación<br>US\$/MWh | Energía Contratada<br>GWh/año |
|-----------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|
| AES Gener                         | 82,0                                | 5.419                         |
| Campanario                        | 112,2                               | 900                           |
| Colbun                            | 85,9                                | 6.782                         |
| Endesa                            | 76,5                                | 15.029                        |
| Guacolda                          | 73,7                                | 900                           |
| EMELDA                            | 109,6                               | 200                           |
| EPSA                              | 113,1                               | 75                            |
| Puyehue                           | 93,3                                | 150                           |
| Panguipulli                       | 95,1                                | 100                           |
| Monte Redondo                     | 106,9                               | 275                           |
| <b>Precio Medio de Licitación</b> |                                     | <b>81,40</b>                  |

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a enero 2014 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

| Empresa Distribuidora             | Precio Medio Licitación<br>US\$/MWh | Energía Contratada<br>GWh/año |
|-----------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|
| Chilectra                         | 68,5                                | 13.350                        |
| Chilquinta                        | 89,5                                | 2.917                         |
| EMEL                              | 76,0                                | 2.007                         |
| CGE                               | 104,9                               | 7.050                         |
| SAESA                             | 79,9                                | 4.506                         |
| <b>Precio Medio de Licitación</b> |                                     | <b>81,40</b>                  |

## Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de diciembre de 2013, los retiros de energía afectos a la obligación establecida en la Ley 20.257 fueron iguales a 3.088 GWh durante ese mes. Por lo tanto, la obligación vigente equivalente al 5% de dichos retiros fue igual a 154 GWh. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante diciembre fue igual a 252 GWh, es decir, un 63% mayor que la obligación.

De las inyecciones de energía ERNC del mes de diciembre, la mayor parte fue generada por centrales de biomasa (47%), seguidas por centrales hidráulicas (37%) y eólicas (16%). En tanto, los generadores en base a tecnología solar representaron el 0,5% de las inyecciones ERNC del mes de diciembre.

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 diciembre, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos retiros.

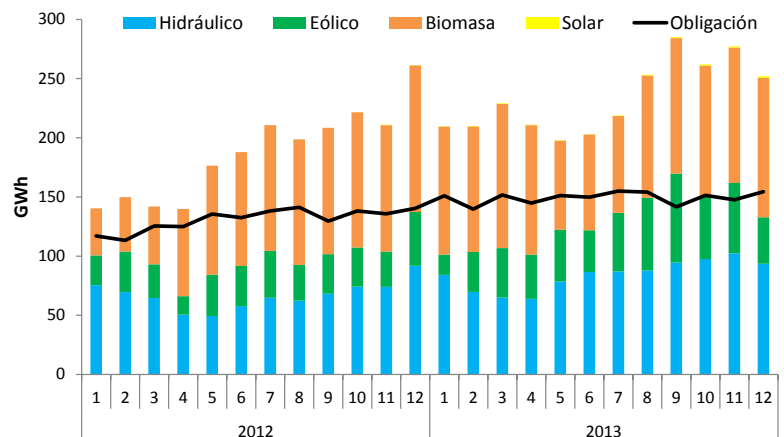


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

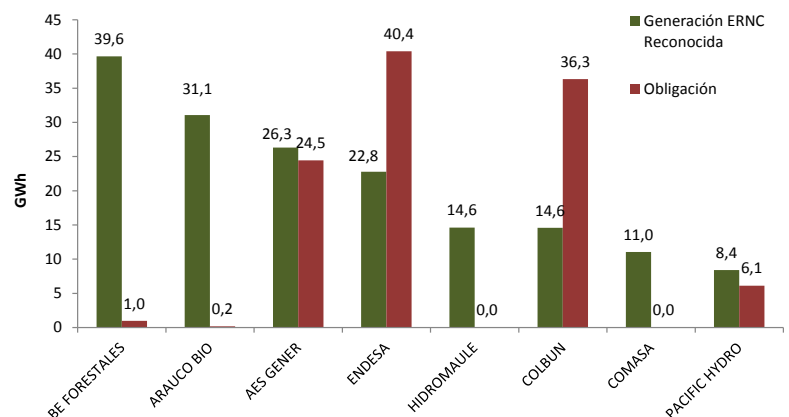


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, noviembre de 2013 (Fuente: CDEC-SING)

## Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

| <u>Proyecto de Ley Carretera Eléctrica</u>   | <u>Proyecto de Ley Interconexión SIC-SING</u>  | <u>Reglamento de Servicios Complementarios</u>  |
|--|--|---|
| 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 las modificaciones introducidas al Proyecto de Ley. El 7 de febrero fue publicada en el Diario Oficial la Ley 20.726 sobre interconexiones ( <a href="#">ver más</a> ). | 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 ( <a href="#">ver más</a> ). |

SEA: Alto número de rechazos de proyectos por nuevo reglamento del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) ([ver más](#))

Desde su implementación, el 24 de diciembre pasado, ningún proyecto de generación eléctrica se ha aprobado para tramitación ambiental.

SIC: Corte Suprema aprueba construcción de termoeléctrica Punta Alcalde ([ver más](#))

La instalación de la primera unidad costaría MMUS\$ 1.200 y su construcción comenzaría en 2015 para comenzar a operar en el 2019.

SIC: Central Angostura entraría en operación a fines de marzo ([ver más](#))

Actualmente se encuentra en pruebas de puesta en servicio la tercera unidad de la central.

SING: Gener estaría en condiciones de utilizar la línea de transmisión existente entre el SING y el sistema argentino ([ver más](#))

Se concretaron las pruebas técnicas para el uso de la línea de transmisión que une el Norte Grande de Chile con la localidad de Salta en Argentina.

SIC-SING: E-CL informa orden de proceder con la construcción de la interconexión SIC-SING ([ver más](#))

Esta línea de transmisión operaría en 500 kV, conectando las subestaciones de Cardones en el SIC con Mejillones en el SING.

CNE: Aprueba plan de expansión del Sistema de Transmisión Troncal 2013-2014 ([ver más](#))

Destacan el desarrollo del sistema de 500 kV hacia el sur del país, Charrúa - Puerto Montt en el SIC, y el segundo Circuito Encuentro - Lagunas 220 en el SING.

## Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 5.330 MW, con una inversión de 11.290 MMUS\$. Destacan este mes la aprobación de los proyectos solares Pampa Solar Norte y Sur (181,5 MW, II Región), además de tres proyectos solares por un total de 130 MW y el Parque Eólico Sarco de 240 MW, ubicados en la III Región.

En el SING, los proyectos en calificación suman 3.543 MW, con una inversión de 6.441 MMUS\$. Este mes destaca la aprobación del Proyecto Solar Conejo (306 MW, II Región).

Cabe destacar que ningún proyecto de generación eléctrica fue admitido a tramitación ambiental, debido a las mayores exigencias del nuevo reglamento del Servicio de Evaluación Ambiental.

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              | 1.133           | 2.317            | 4.528         | 9.447            |
| Hidráulica          | 1.094           | 2.190            | 5.451         | 7.388            |
| Solar               | 2.822           | 6.097            | 1.144         | 2.802            |
| 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              | 20              | 184              | 4.730         | 8.447            |
| <b>TOTAL</b>        | <b>5.330</b>    | <b>11.290</b>    | <b>18.666</b> | <b>30.734</b>    |

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               | 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              |
| <b>TOTAL</b>        | <b>3.543</b>    | <b>6.441</b>     | <b>9.731</b>  | <b>25.127</b>    |

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

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

[www.systep.cl](http://www.systep.cl)

# febrero2014



## Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

[reporte@systep.cl](mailto:reporte@systep.cl)

[www.systep.cl](http://www.systep.cl)

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

[rjimenez@systep.cl](mailto:rjimenez@systep.cl)

Pablo Lecaros V. | Subgerente de Mercado

[plecaros@systep.cl](mailto:plecaros@systep.cl)

Eléctrico y Regulación

Pablo Jiménez P. | Líder de Proyectos

[pjimenez@systep.cl](mailto:pjimenez@systep.cl)

©Systep 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 Systep 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 Systep, 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 Systep, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. Systep 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 Systep. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a Systep.