

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

## SIC y SING

Marzo 2014

[Volumen 7, número 3]

### 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

## Licitaciones de bienes nacionales y ordenamiento territorial

Chile ha sido incapaz de desarrollar su matriz energética eléctrica de modo de lograr energía suficiente y a precios competitivos a nivel internacional, debida consideración de los recursos de que dispone. Las dificultades surgen esencialmente de restricciones sociales, políticas y ambientales a las energías convencionales de base. Esta incapacidad está transformándose en un freno del desarrollo económico y social del país. Parte de las dificultades se relacionan con los conflictos de uso del territorio, los que surgen frecuentemente, originando una creciente ola de oposición local y litigación en contra de proyectos industriales, incluyendo los de energía. En el ámbito eléctrico esta oposición se ha manifestado concretamente en la judicialización de las que han sido protagonistas proyectos de generación emblemáticos y que en algunos casos han concluido en su completa detención. A ello se suma la oposición por parte de pueblos originarios por reclamaciones de territorios en zonas donde se construirían algunos proyectos de generación.

La Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE) planteó el 2011: *"En el caso de la generación termoeléctrica de base (carbón y gas natural), esta Comisión recomienda **definir un ordenamiento territorial**, con áreas vetadas a estas centrales, al tiempo que se definan otras zonas especialmente aptas para el posible desarrollo termoeléctrico..."*

La reacción del gobierno a esta propuesta fue lenta. El Ministerio de Bienes Nacionales, después del episodio Barrancones, formuló la creación de un Instrumento de análisis territorial, herramienta que permitiría realizar un diagnóstico y análisis de territorios para la ubicación de proyectos eléctricos. Esta iniciativa no prosperó y finalmente se traspasó al Ministerio de Medio Ambiente, que trabajó en una base de datos espaciales. Sin embargo, una nueva iniciativa gubernamental innovó y creó nuevos espacios para este ordenamiento. Efectivamente, a fines del año pasado, el Ministerio de Bienes Nacionales desarrolló un proceso de licitación de concesiones a 50 años de siete paños aptos para la construcción de centrales termoeléctricas, entre las regiones de Tarapacá y Atacama. Los ganadores de la licitación fueron Endesa, E-CL, Minera Collahuasi, IC Power y Concesionaria PPP. Dentro de sus obligaciones está levantar un mínimo de 350 MW en cada zona, lo que suma un aporte potencial de al menos 2.450 MW a la matriz energética nacional. Una ventaja que tienen estos

terrenos es que, según la CONADI, están excluidos de la exigencia de la consulta indígena. Antes de esto, el Ministerio de Bienes Nacionales había realizado licitaciones de terrenos para generación eólica en la zona de Sierra Gorda y Calama, pero de una magnitud bastante menor. Hay mucho interés en comprobar cómo estas iniciativas logran efectivamente desarrollar nueva generación de base termoeléctrica, uno de los puntos débiles en el desarrollo de nuestra infraestructura de producción. La licitación mencionada se centra exclusivamente en el desarrollo de generación en el SING. Está por verse cómo esto puede concretarse en el SIC, desafío que se traspasa al gobierno de la Presidente Michelle Bachelet.

El programa del nuevo gobierno considera como materia importante este tema, planteando su interés de impulsar **"un Plan de Ordenamiento Territorial, con participación ciudadana... El Plan debe identificar aquellos lugares en donde se permitirán actividades productivas o de generación de energía sin afectar negativamente a las personas, y donde se podrán realizar los proyectos con la agilidad que Chile requiere."** En este sentido, la industria está expectante de las medidas concretas que se implementarán, entender el marco normativo en que se realizará dicho plan y qué tan vinculante y coherente será respecto de todos los permisos que se necesitan para viabilizar proyectos en materias de energía.

Buscando aportar a la mejora de las políticas de localización de infraestructura energética se encuentra trabajando en este tema un grupo universitario integrado por el MIT, Harvard, la Universidad Católica de Chile y la Universidad de Chile, entre otros.

Es fundamental que estas acciones de ordenamiento territorial se inserten en acciones coordinadas más amplias, que integren al Ministerio de Energía y que se vinculen con una planificación estratégica de los sistemas de transmisión troncales. También, es importante resaltar que estas acciones deben respetar la libertad del sector privado para buscar las tecnologías de generación más eficientes, así como para identificar otras posibles zonas de interés para desarrollar sus inversiones. Lo central es lograr reglas claras a la inversión y evitar la obstrucción a los proyectos energéticos que Chile necesita para su desarrollo.

## Sistema Interconectado Central (SIC)

### Análisis de operación del SIC

La operación del SIC durante el pasado mes de febrero se caracterizó por un aumento en la generación en base a GNL, de 19% a un 23%, además de un leve aumento en la generación a carbón. Lo anterior como consecuencia de la disminución en la participación de tecnologías hídricas en la generación de electricidad, alcanzando apenas un 35% durante el mes pasado (ver Figura 1).

El nivel de los embalses se redujo durante febrero pero se mantuvo levemente por sobre lo observado el año 2013. Aun así, los niveles se encuentran por debajo de los promedios históricos (ver Figura 2).

En febrero el valor del agua embalsada (Rapel) promedió los 228 US\$/MWh, valor muy cercano al costo variable de las centrales diésel y más alto que el del mes de enero donde alcanzó los 189 US\$/MWh. Por su parte, el costo variable de San Isidro GNL promedió los 74 US\$/MWh, siendo constante durante el mes. El costo marginal del sistema en horas de punta fue marcado por el valor del agua y en horas de demanda baja fue marcado por centrales GNL y carbón (ver Figura 3).

La central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con GNL, a un precio declarado de 9,8 US\$/MMBtu. En tanto, durante febrero 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 GNL a un precio declarado de 20,8 US\$/MMBtu.

A pesar de la disminución de la disponibilidad hídrica durante el mes de febrero, el costo marginal promedio disminuyó debido a la mayor disponibilidad de GNL. El costo marginal en la barra Alto Jahuel 220 promedió 142,8 US\$/MWh. Este último valor representa una disminución de 6,3% respecto al mes de enero (152,4 US\$/MWh) y un aumento de un 11,3% respecto al mes de febrero de 2013 (128,3 US\$/MWh).

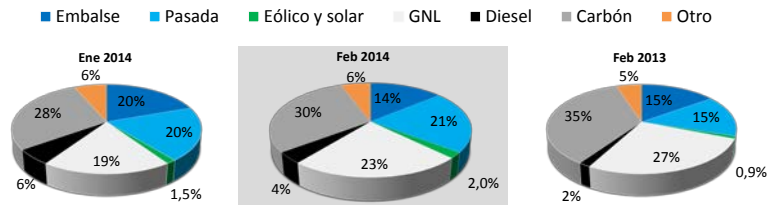


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

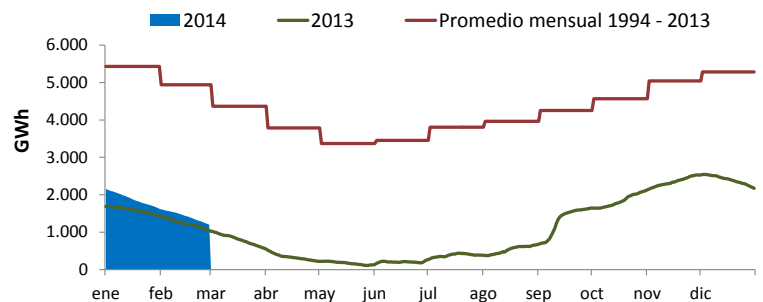


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE)

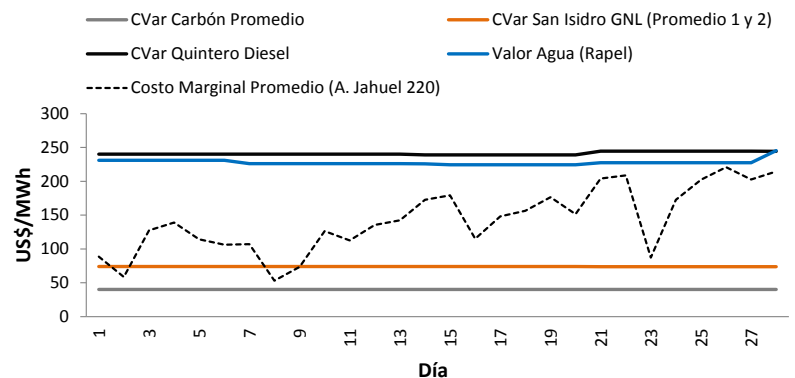


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de febrero (Fuente: CDEC-SIC)

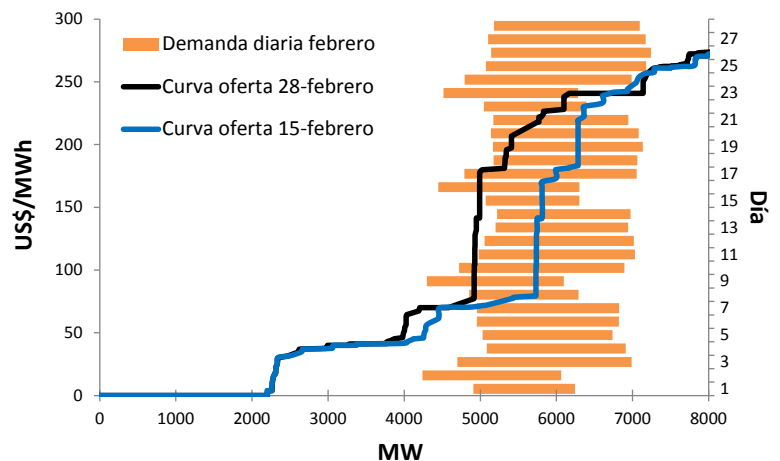


Figura 4: Demanda diaria durante febrero y curva de oferta aproximada al 15 y 28 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

## 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 principios de marzo y la puesta en servicio de la reconfiguración de las líneas Polpaico–Alto Jahuel - Ancoa 500 kV.

La unidad II de Bocamina 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. Un retraso en la entrada de la segunda unidad podría subir los costos marginales promedios en la barra Alto Jahuel 220 kV entre 20 a 30 US\$/MWh aproximadamente durante los meses en que no participe.

Por otra parte, se destaca que en actualidad se encuentran en pruebas operativas alrededor de 593 MW de nueva capacidad, de los cuales 413 MW son hidricos, 150 MW solares y 30 MW de biomasa.

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		5,3%	
	2015		5,0%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		93,9	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		133,2	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	San Isidro (mar-feb)	6,0	12,0
		Nehuenco (mar-abr)	0,0	0,0
		Nehuenco (may-oct)	0,0	Sin GNL
		Nehuenco (nov-ene)	0,0	0,0
		Nueva Renca (mar-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 (mar-feb)	Total	Total	
	Nehuenco (mar-abr)	Total	Limitada	
	Nehuenco (may-oct)	Limitada	0	
	Nehuenco (nov-ene)	Total	Limitada	
	Nueva Renca (mar-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. %
Mar-2014 a Ago-2014	93,7	53%	152,3	34%
Sep-2014 a Feb-2015	54,9	66%	86,2	53%

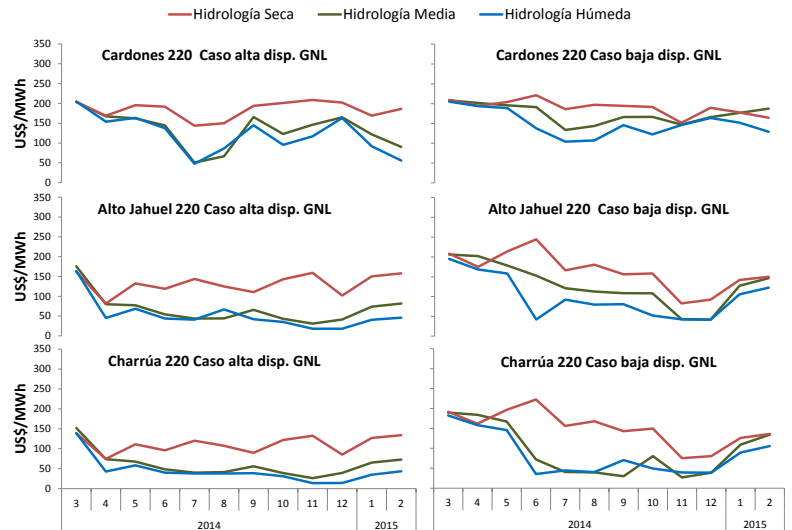


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

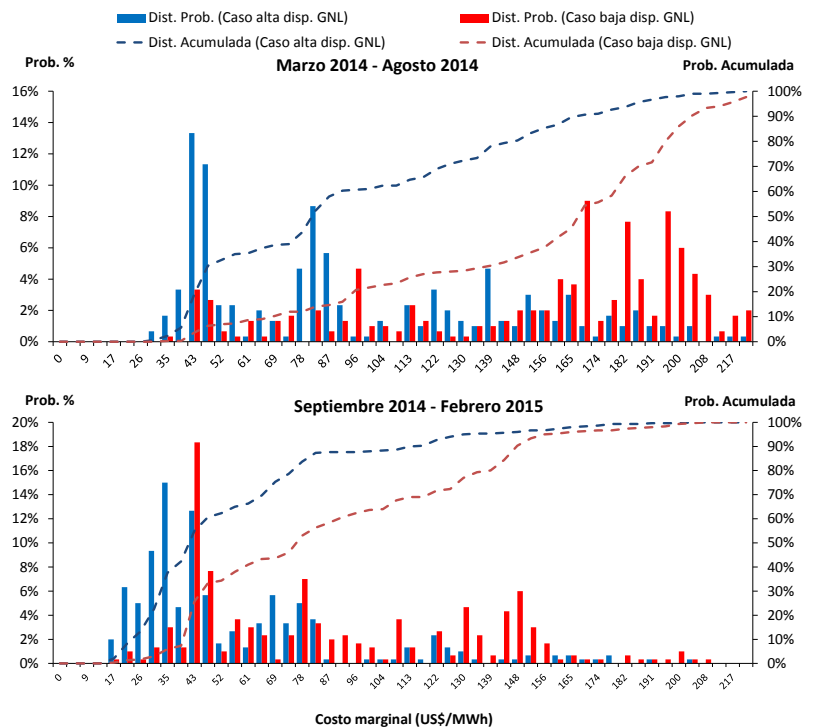


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

# Sistema Interconectado Central (SIC)

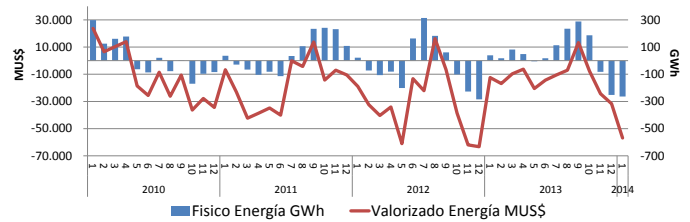
## Análisis por empresa

Durante el mes de febrero la operación del SIC se destacó por la disminución de la participación de las centrales hidráulicas. Particularmente, en la operación de Endesa aumentó la generación con GNL en sus centrales San Isidro I y II, además de Tal-Tal I. En la operación de Colbún destaca el aumento de la generación a carbón de su central Santa María. Finalmente, Gener tuvo mayor disponibilidad de GNL en su central Nueva Renca aportando energía al SIC.

### Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Ene 2014	Feb 2014	Feb 2013
Pasada	277	225	248
Embalse	431	300	307
Gas	0	0	0
GNL	335	468	482
Carbón	75	60	258
Diésel	10	0	0
Eólico	10	15	14
<b>Total</b>	<b>1.137</b>	<b>1.068</b>	<b>1.308</b>

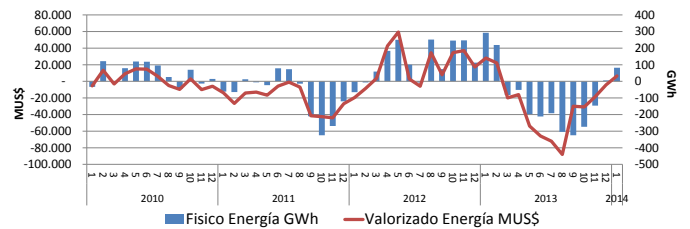
Costos Variables prom. Feb 2014 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	44,3
San Isidro GNL (prom. I y II)	74
Tal-Tal Diesel	244,3
Transferencias de Energía Ene 2014	
Total Generación (GWh)	1.137
Total Retiros (GWh)	1.401
Transf. Físicas (GWh)	-263,9
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-56,9



### Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ene 2014	Feb 2014	Feb 2013
Pasada	230	152	193
Embalse	235	171	137
Gas	0	0	0
GNL	440	439	418
Carbón	200	247	224
Diésel	10	14	6
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.115</b>	<b>1.023</b>	<b>979</b>

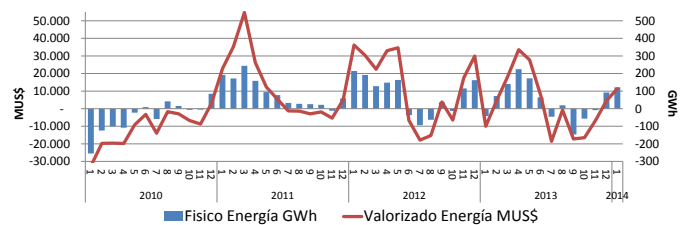
Costos Variables prom. Feb 2014 (US\$/MWh)	
Santa María	37,6
Nehuenco GNL (prom. I y II)	0,0
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	161,3
Transferencias de Energía Ene 2014	
Total Generación (GWh)	1.115
Total Retiros (GWh)	1.032
Transf. Físicas (GWh)	82
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6,5



### Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Ene 2014	Feb 2014	Feb 2013
Pasada	170	139	135
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	1	34	91
Carbón	447	477	425
Diésel	172	112	18
Eólico	0	0	0
Otro	4	4	4
<b>Total</b>	<b>794</b>	<b>765</b>	<b>673</b>

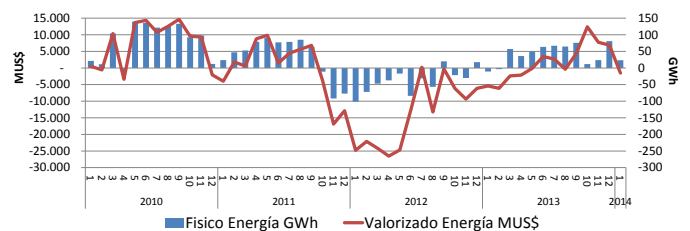
Costos Variables prom. Feb 2014 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	43,3
N. Ventanas y Campiche	41,4
Nueva Renca Diesel	179,7
Transferencias de Energía Ene 2014	
Total Generación (GWh)	794
Total Retiros (GWh)	672
Transf. Físicas (GWh)	121,7
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	11,4



### Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ene 2014	Feb 2014	Feb 2013
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	445	403	391
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>445</b>	<b>403</b>	<b>391</b>

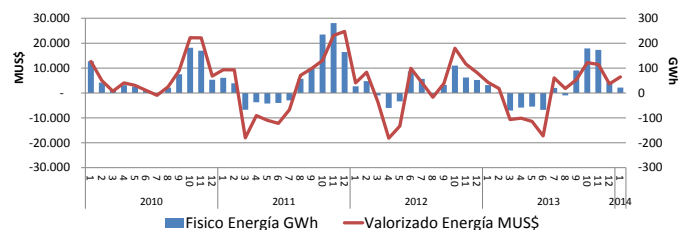
Costos Variables prom. Feb 2014 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	40,1
Guacolda III	31,7
Guacolda IV	34,8
Transferencias de Energía Ene 2014	
Total Generación (GWh)	445
Total Retiros (GWh)	421
Transf. Físicas (GWh)	23,4
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-1,5



### Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ene 2014	Feb 2014	Feb 2013
Pasada	77	55	69
Embalse	135	86	109
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>212</b>	<b>141</b>	<b>178</b>

Costos Variables prom. Feb 2014 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	
Transferencias de Energía Ene 2014	
Total Generación (GWh)	212
Total Retiros (GWh)	190
Transf. Físicas (GWh)	22
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6,5



## Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

### Análisis de operación del SING

La operación del SING durante el mes de febrero disminuyó la participación de generación diesel, de un 8% a un 5%, siendo reemplazada por generación a carbón y GNL. Lo anterior favorecido por la mayor disponibilidad de GNL por parte de la unidad U-16 de E-CL.

Durante febrero la central diesel GMAR1 (8,4 MW, E-CL) estuvo fuera de operación la mayor parte del mes, al igual que la unidad a carbón U15 (124,1 MW, E-CL) que aún se mantiene en esta condición, ambas por mantenimiento mayor programado.

El precio del GNL declarado por la Central Tocopilla, la única en generar con este combustible, fue de 8,4 US\$/MMBtu promedio en febrero, valor que aumentó desde 6,4 US\$/MMBtu promedio en enero. De esta forma, el costo variable del GNL se ubicó por encima de los costos variables de las centrales a carbón (ver Figura 8).

Los costos marginales en febrero fueron marcados por diésel en demanda alta y por GNL en demanda baja. El promedio mensual del costo marginal de febrero en la barra Crucero 220 fue de 96,8 US\$/MWh, lo cual representa un aumento de 4,5% respecto del mes de enero (92,6 US\$/MWh), y un aumento de 41% respecto de febrero de 2013 (68,8 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 enero de 7,43 \$/kWh, con lo cual si se incluye en el costo marginal promedio de ese mes resulta en un valor de 106,5 US\$/MWh.

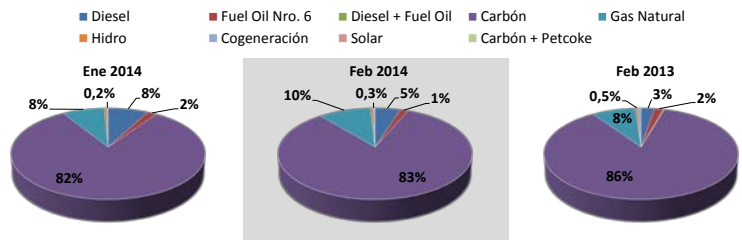


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

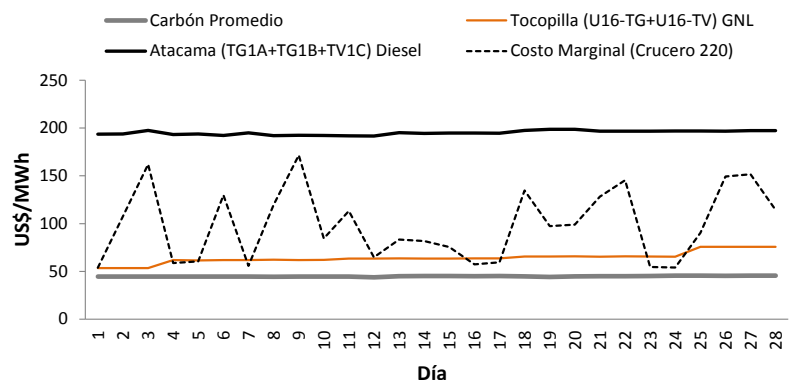


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de febrero (Fuente: CDEC-SING)

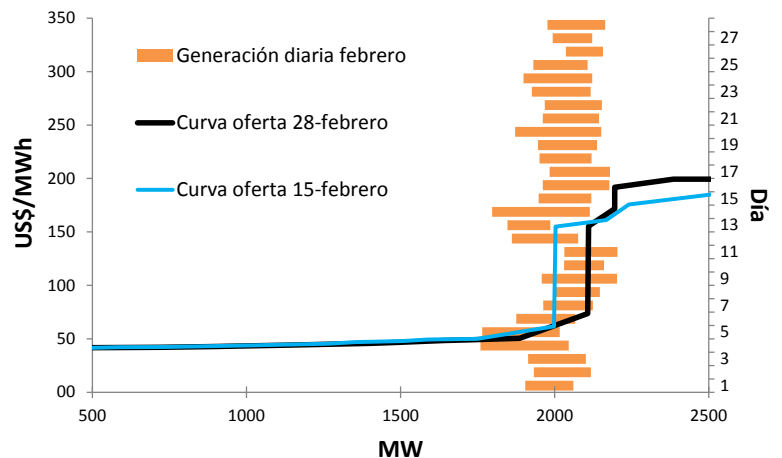


Figura 9: Generación diaria durante febrero y curva de oferta aproximada al 15 y 28 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

## 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 14,3% 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 nuevos proyectos solares y la ampliación de la central solar la Huayca por un total de 93,5 MW.

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

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2014	8,6%	14,3%	20,1%
	2015	11,0%	11,0%	11,0%
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl		133,0	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	90,0	
		Angamos	88,9	
		Tocopilla	85,8	
		Andina	91,7	
		Hornitos	98,2	
		Norgener	86,5	
	Tarapacá	91,5		
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	5,6 - 6,8		
	Atacama	Sin GNL		
	Salta	No Considerado		
Disponibilidad GNL	U16	Limitada		
	CTM3	Limitada		
	Otros	Sin GNL		

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición de demanda baja el costo marginal promedio de los próximos 12 meses alcanza los 64,7 US\$/MWh, en comparación a los 100,8 US\$/MWh del escenario de demanda

base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar 151,8 US\$/MWh.

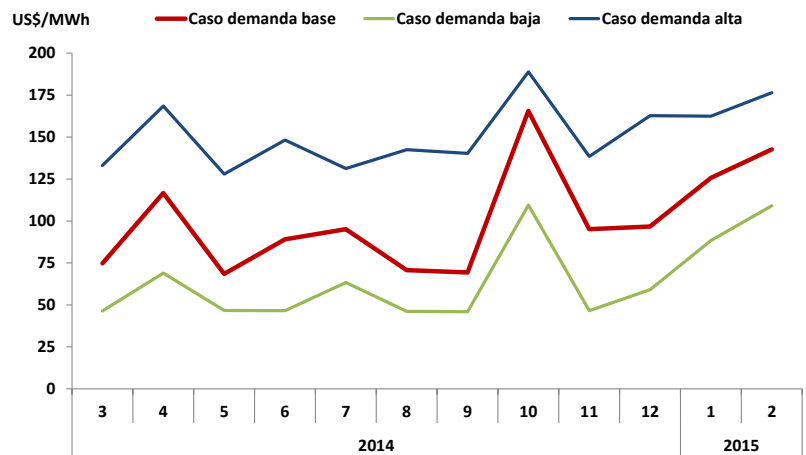


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

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. De la misma forma que proyección efectuada el mes anterior, se introdujeron los mantenimientos de las unidades 1 y 2 de la central Angamos en los meses de abril y octubre, respectivamente, de acuerdo a lo 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. Además, se incluyó la disponibilidad de GNL para la unidad CTM3 considerando que recientemente Norgener S.A informó el arriendo de dicha unidad a la empresa E-CL.

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 disminuyeron su generación en febrero por la mayor disponibilidad de GNL. Gener mantiene su generación sólo en base a carbón.

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

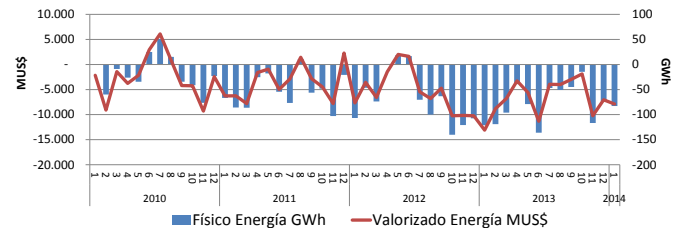
Generación por Fuente (GWh)			
	Ene 2014	Feb 2014	Feb 2013
Diesel	8	2	4
Fuel Oil Nro. 6	25	18	22
Diesel + Fuel Oil	0	0	3
Carbón	600	492	561
Gas Natural	116	131	111
Hidro	5	4	4
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
<b>Total</b>	<b>753</b>	<b>649</b>	<b>704</b>

Costos Variables prom. Feb 2014 (US\$/MWh)	
Andina Carbón	46,9
Mejillones Carbón	43,1
Tocopilla GNL	64,3

Transferencias de Energía Ene 2014	
Total Generación (GWh)	753
Total Retiros (GWh)	836
Transf. Físicas (GWh)	-82,8
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-7.888



### Gener (incluye Norgener y Angamos)

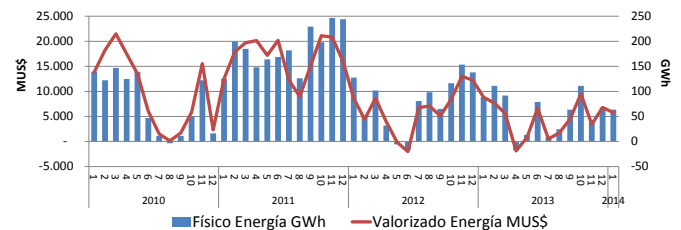
Generación por Fuente (GWh)			
	Ene 2014	Feb 2014	Feb 2013
Diesel	0	0	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	500	507	484
Gas Natural	0	0	0
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
<b>Total</b>	<b>500</b>	<b>507</b>	<b>484</b>

Costos Variables prom. Feb 2014 (US\$/MWh)	
Angamos (prom. 1 y 2)	46,4
Norgener (prom. 1 y 2)	38,5

Transferencias de Energía Ene 2014	
Total Generación (GWh)	500
Total Retiros (GWh)	437
Transf. Físicas (GWh)	63,6
Transf. Valorizadas (MUS\$)	5.753



### Celta

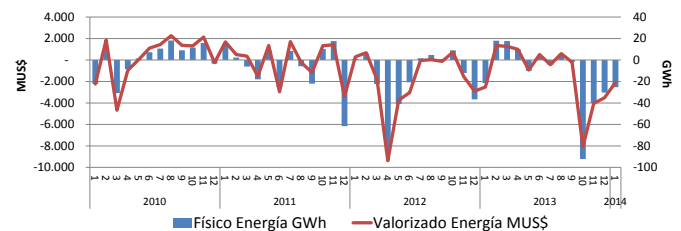
Generación por Fuente (GWh)			
	Ene 2014	Feb 2014	Feb 2013
Diesel	1	0	1
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	68	85	94
Gas Natural	0	0	0
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
<b>Total</b>	<b>69</b>	<b>86</b>	<b>95</b>

Costos Variables prom. Feb 2014 (US\$/MWh)	
Tarapacá Carbón	41,2

Transferencias de Energía Ene 2014	
Total Generación (GWh)	69
Total Retiros (GWh)	94
Transf. Físicas (GWh)	-25,3
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-2.077



### GasAtacama

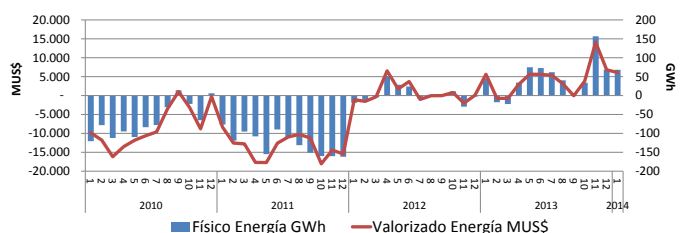
Generación por Fuente (GWh)			
	Ene 2014	Feb 2014	Feb 2013
Diesel	101	60	28
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
<b>Total</b>	<b>101</b>	<b>60</b>	<b>28</b>

Costos Variables prom. Feb 2014 (US\$/MWh)	
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	195

Transferencias de Energía Ene 2014	
Total Generación (GWh)	100,7
Total Retiros (GWh)	32,4
Transf. Físicas (GWh)	68,27
Transf. Valorizadas (MUS\$)	6.108,2





## 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 82,1 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 sólo consideran las licitaciones de suministro oficializadas a través del último decreto de precio nudo promedio correspondiente a noviembre de 2012.

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	83,4	5.419
Campanario	112,2	900
Colbun	86,7	6.782
Endesa	77,0	15.029
Guacolda	75,4	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>82,09</b>	

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	69,0	13.350
Chilquinta	89,8	2.917
EMEL	78,9	2.007
CGE	105,2	7.050
SAESA	81,2	4.506
<b>Precio Medio de Licitación</b>	<b>82,09</b>	

## Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de enero de 2014, los retiros de energía afectos a la obligación establecida en la Ley 20.257 fueron iguales a 3.103 GWh durante ese mes. Por lo tanto, la obligación vigente equivalente al 5% de dichos retiros fue igual a 155 GWh. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante diciembre fue igual a 310 GWh, es decir, el doble que la obligación.

De las inyecciones de energía ERNC del mes de enero, la mayor parte fue generada por centrales de biomasa (48%), seguidas por centrales hidráulicas (29%) y eólicas (22%). En tanto, los generadores en base a tecnología solar representaron el 0,6% de las inyecciones ERNC del mes de enero.

La Figura 12 muestra las empresas con mayor inyección reconocida de ERNC, propia o contrata, en los sistemas SIC y SING durante el mes de enero, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

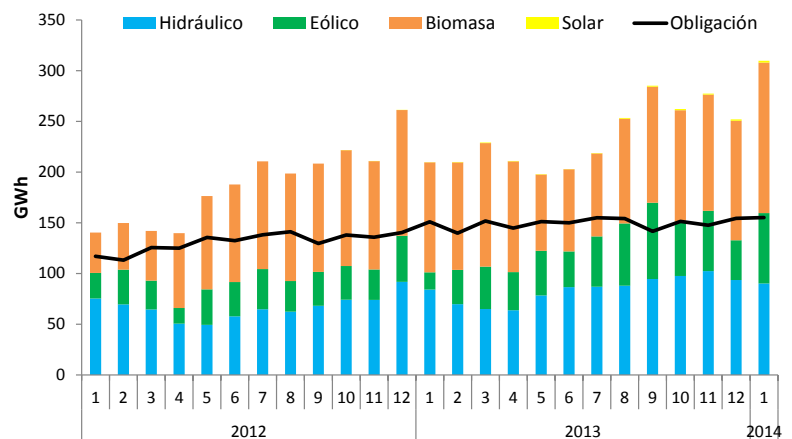


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

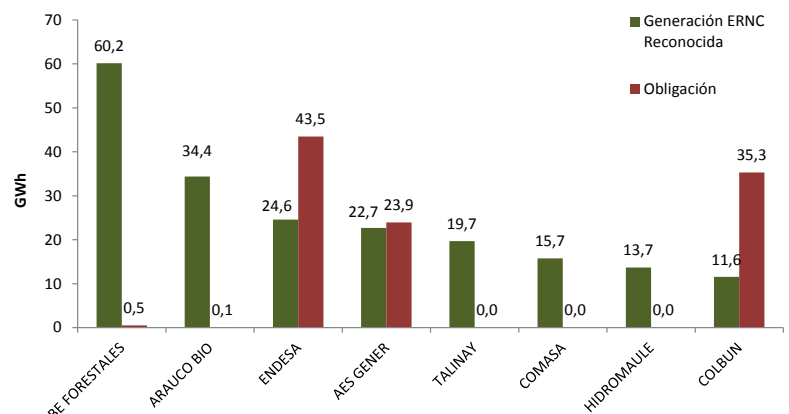


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, enero de 2014 (Fuente: CDEC-SING)

## 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> ).	Actualmente, los CDEC se encuentran redactando nuevos reglamentos relativos a los Servicios Complementarios. No se esperan novedades hasta antes de mayo de este año.

CNE: Andrés Romero asume en Comisión Nacional de Energía ([ver más](#))

Romero fue asesor legislativo del ex ministro de Energía Marcelo Tokman y director ejecutivo de Programa País Eficiencia Energética.

HidroAysén: Gobierno notificó esta semana resolución del Comité de Ministro del 31 de enero de 2014 ([ver más](#))

Instancia estableció medidas de mitigación y compensación que van desde la construcción de caminos, la implementación de planes turísticos y una serie de inéditos estudios.

SIC: Enap logra acuerdo con vecinos de Concón para construir central a gas natural ([ver más](#))

ENAP construiría el proyecto en dos etapas, la primera de 77 MW que podría llegar a 165 MW posteriormente.

SIC: Empresas presentan discrepancias al Panel de Experto respecto al Plan de Expansión Troncal 2013-2014 de la CNE ([ver más](#))

Transec, Electrans y Colbún presentaron discrepancias respecto a las siguientes obras: ampliación barra principal SE Carrera Pinto 220 kV, ampliación para el aumento de la capacidad de la LT 1x220 kV Cardones-Maitencillo, ampliación del segundo circuito Cadrones – Carrera Pinto 220 kV, ampliación del segundo circuito Ciruelos – Pichirripulli 220 kV y nueva LT 2x500 kV Charrúa – Puerto Montt.

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

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 4.506 MW, con una inversión de 9.491 MMUS\$. Destacan este mes la aprobación de 6 proyectos solares en la III y IV región, por un total de 589 MW. Además, de la aprobación de 3 centrales hidroeléctricas de pasada en las regiones IX y X, por un total de 227 MW.

En el SING, los proyectos en calificación suman 2.657 MW, con una inversión de 4.642 MMUS\$. Este mes destaca la aprobación del Proyecto Solar Pampa Camarones (300 MW, XV Región).

Cabe destacar que ningún proyecto de generación eléctrica fue admitido a tramitación ambiental durante el último mes de análisis.

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	871	1.728	5.678	7.834
Solar	2.234	4.785	1.732	4.114
Gas Natural	162	265	929	575
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	0	0	1.482	1.125
Biomasa/Biogás	87	212	344	645
Carbón	20	184	4.730	8.447
<b>TOTAL</b>	<b>4.506</b>	<b>9.491</b>	<b>19.493</b>	<b>32.517</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	927	2.758	5.441	18.131
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
Geotérmica	0	0	50	180
<b>TOTAL</b>	<b>2.657</b>	<b>4.642</b>	<b>10.617</b>	<b>27.126</b>

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](http://www.system.cl)

# marzo2014



## Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

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

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

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

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

Pablo Lecaros V. | Subgerente de Mercado  
Eléctrico y Regulación

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

Pablo Jiménez P. | Líder de Proyectos

[pjimenez@system.cl](mailto: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.