

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

## SIC y SING

Noviembre 2014

[Volumen 7, número 11]

### 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

## Proyecto de ley de licitaciones de empresas distribuidoras

El pasado 19 de noviembre el Senado aprobó por unanimidad la idea de legislar del proyecto que perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados.

Hay aspectos preocupantes del proyecto, que pueden poner en riesgo lograr el objetivo comprometido en la Agenda de Energía del Gobierno, de reducir en un 25% los precios de las licitaciones de suministro eléctrico en la próxima década. Si bien se destacan importantes mejoras respecto a la regulación actual, hay elementos que hacen perder de vista el objetivo final de garantizar la compra de energía más eficiente, segura y sustentable a futuro.

Entre los aspectos positivos, que buscan reducir el riesgo de los oferentes y mejorar los precios ofrecidos, se contemplan adecuaciones al precio del contrato ante cambios normativos o tributarios y esquemas de flexibilidad para postergar el inicio de suministro o terminar anticipadamente en casos inimputables al oferente. Se contempla un diseño de licitaciones que puede ofrecer una cartera de distintos productos, con distintos plazos y volúmenes, que resulte óptima desde el punto de vista de una evaluación de retorno - riesgo.

Se establece nuevos criterios para la evaluación económica de las ofertas, considerando las fórmulas de indexación, o incluso privilegiar aquellas ofertas respaldadas en nuevos proyectos de generación. Es positivo que la evaluación económica contemple aspectos adicionales al precio ofertado, aunque sin perder de vista el objetivo final. Por otra parte, el uso de un precio sombra puede permitir reducir ofertas especulativas; esto, siempre que este precio sombra reconozca la realidad de oferta y precios del mercado.

Hay sin embargo dos aspectos centrales del proyecto que pueden crear riesgos adicionales a los agentes y malograr los resultados de las licitaciones: el rol definido para el Gobierno y la solución para los suministros sin contratos.

El proyecto traspasa la responsabilidad de liderar el proceso al Gobierno, a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE), a quien se hace responsable de diseñar, coordinar y dirigir las licitaciones. Será el Gobierno el encargado de determinar las licitaciones necesarias para abastecer los consumos de los clientes regulados. En las discusiones base del proyecto, Systep destacó la importancia que la agencia licitante esté separada de las funciones del Gobierno, para evitar la exposición al riesgo político y mantener la independencia de grupos de interés. Será difícil separar el rol del Gobierno como regulador y, al mismo tiempo, operador del mercado.

Si en definitiva se le entrega esta responsabilidad al Gobierno, sería indispensable que los instrumentos, atribuciones y flexibilidades estuviesen claramente establecidos por ley, para reducir la incertidumbre futura. Lamentablemente este no es el caso. El proyecto especifica que la autoridad debe presentar un informe técnico ex ante de cada proceso de licitación al cual los interesados pueden realizar observaciones. Sin embargo, quedan fuera de este proceso de observaciones las bases de licitación elaboradas por la Comisión, con aspectos relevantes como los bloques de suministro y los criterios y metodologías de evaluación económica, y que pueden ser

más críticas para el éxito del proceso, y donde la falta de independencia y mayor exposición al ciclo político puede ser pernicioso. En este sentido, sería positivo que de haber discrepancias entre la Comisión y los interesados en estos aspectos, fuera el Panel de Expertos quien pudiese dirimir.

Una segunda fuente de riesgo es la solución a los denominados suministros sin contratos. Estos corresponden a aquella energía que no es adjudicada en los procesos de licitación y que el proyecto socializa entre las empresas generadoras, no en base a precios de mercado, sino que un precio definido por ley. Es en la práctica un contrato al que quedan obligados los agentes generadores, tanto los existentes como los nuevos. El proyecto especifica que esos suministros no adjudicados deben ser aportados por todos los generadores presentes, en función de sus inyecciones físicas horarias. Estos aportes serán valorizados considerando el valor resultante del máximo entre el precio nudo de corto plazo en la subestación más cercana y el costo variable de operación de la central generadora.

Los últimos procesos de licitación han resultado en un volumen importante de energía no adjudicada. De esta manera, el mecanismo propuesto introduce incertidumbre para todos los generadores, participen o no de los procesos de licitación de energía para clientes regulados, puesto que todos tendrán que participar del suministro a distribuidoras sin contrato. Si bien en la práctica el mecanismo evita que se produzcan pérdidas operacionales de un generador presente en el despacho, sí tiene impacto en los ingresos por los montos que dejaría de percibir al vender la energía a un precio menor al costo marginal. La propuesta introduce mayores riesgos financieros que puede impactar en la entrada de nuevos agentes, particularmente aquellos que venden su energía en su totalidad al mercado spot, y puede reflejarse finalmente en mayores precios de los contratos de suministro futuro para cubrir este riesgo operacional.

Systep planteó que un mecanismo como el propuesto debería tener carácter de transitorio mientras se reducen los suministros sin contratos, para posteriormente ser reemplazado con un esquema que considere el costo marginal como precio de la energía sin contrato.

En el Congreso se han planteado mecanismos alternativos para reducir dichos suministros sin contratos y formas alternativas de adjudicarlos. Para reducirlos, Colbún propuso un esquema comparable con el pago de un seguro. Se realiza una licitación anual de reserva llevada a cabo por el CDEC, por al menos el 2% de la energía contratada para el año respectivo. En caso de energía sin suministro, concurren las empresas generadoras que fueron adjudicadas en esta licitación, en proporción a sus energías adjudicadas. Las empresas distribuidoras deberán pagar una prima mensual a los generadores adjudicados. Endesa por otra parte propuso que las empresas que ya tienen contratos para suministrar a clientes regulados, concurren con una menor cantidad de energía a los clientes sin suministro.

La preocupación es transversal al sector, sean generadores grandes o pequeños, cualquiera sea su tecnología. Lo aprobado en el Congreso condicionará los volúmenes ofrecidos y los precios, y el logro de los objetivos de la Agenda de Energía.

## Sistema Interconectado Central (SIC)

### Análisis de operación del SIC

En el mes de octubre la operación del SIC se caracterizó por una alta participación hidráulica, llegando a un 59% entre centrales de pasada y de embalse.

La mayor disponibilidad hídrica produjo una disminución en los costos marginales, a pesar de los mantenimientos mayores de centrales de base durante octubre: Bocamina 1 (127 MW), Santa María (370 MW) y Nueva Ventanas (272 MW). Lo anterior produjo también una reducción del despacho de unidades a GNL que sumado a una menor disponibilidad de este combustible provocaron una baja en la participación de un 15% en octubre de 2013 a apenas un 8% en octubre de 2014 (ver Figura 1). Por último, continúa la paralización de la central Bocamina II (350 MW) iniciada en el mes de diciembre del año pasado.

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, pero por sobre los niveles de energía almacenada a igual fecha del año pasado (ver Figura 2).

Durante octubre la central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con GNL, a un precio promedio declarado de 10,15 US\$/MMBtu. La unidad II de Nehuenco operó con GNL y costo variable nulo, mientras que la unidad I sólo operó cuatro días con GNL. En tanto, la central Nueva Renca operó los últimos días de octubre con GNL declarado a un precio de 16,9 US\$/MMBtu.

Durante la mayor parte de octubre el costo marginal del SIC fue determinado por centrales de ciclo combinado a GNL, cuyo costo variable bordeó los 79 US\$/MWh. Por su parte, el valor del agua varió entre 41 y 130 US\$/MWh en Rapel (ver Figura 3).

En octubre de 2014 el costo marginal del SIC promedió 76,8 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 7,8% mayor respecto al mes de octubre de 2013 (71,2 US\$/MWh), y 15% menor respecto a septiembre de 2014 (90,1 US\$/MWh).

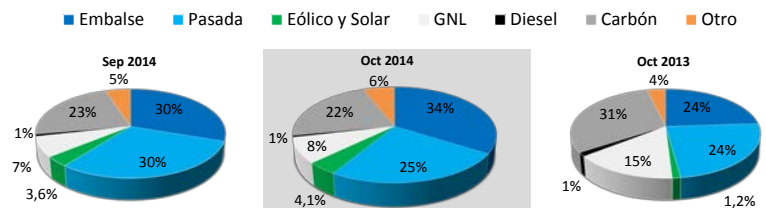


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

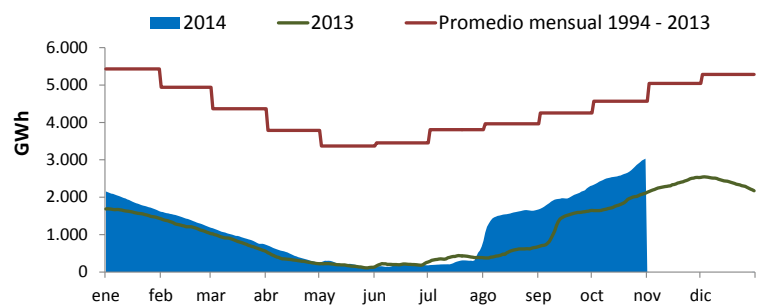


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC).

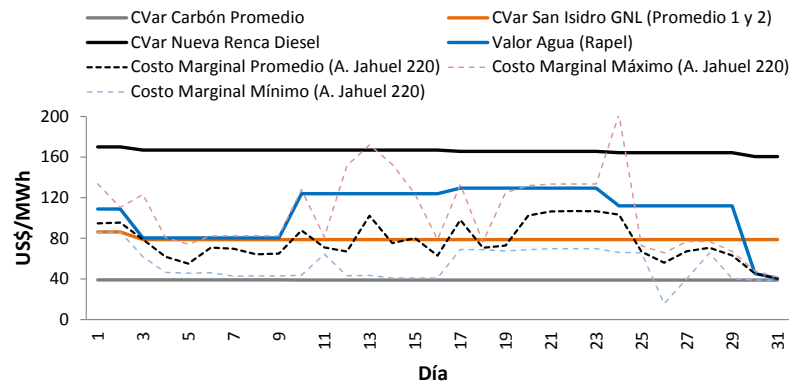


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de octubre (Fuente: CDEC-SIC)

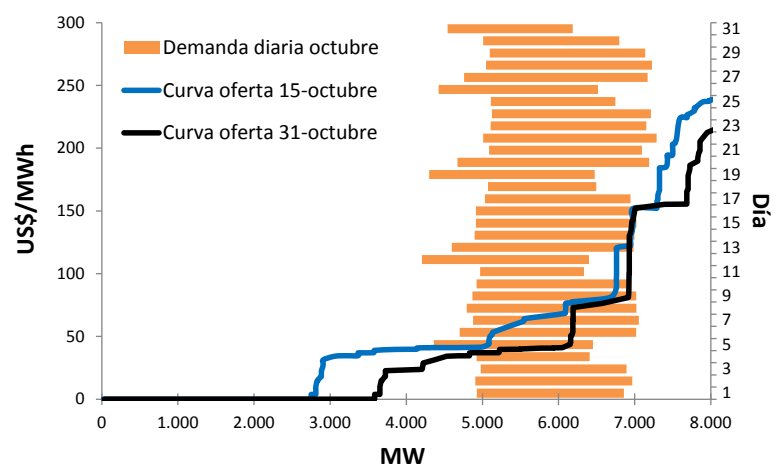


Figura 4: Demanda diaria durante octubre y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

## Sistema Interconectado Central (SIC)

### Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Recientemente el CDEC-SIC publicó el tercer pronóstico de deshielos para los meses de noviembre 2014 a marzo 2015, en donde se estiman probabilidades de excedencia de entre 28% y 97% dependiendo del afluente, con un promedio de 74%.

En esta proyección se considera la entrada de Bocamina II para mayo 2015, no obstante, no existe certeza que así ocurra, así como la posible entrada de nuevos proyectos ERNC y el retraso de obras de transmisión. Estas condiciones podrían modificar los costos marginales proyectados.

Para los próximos 12 meses se espera la entrada en operación de 548,2 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 213,6 MW son eólicos, 55,6 MW hídricos, 257 MW solares y 22 MW de biomasa.

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		3,6%	
	2015		4,0%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		91,5	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		123,0	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	San Isidro (nov-oct)	6,0	12,0
		Nehuenco (nov-dic, mayo-oct)	Sin GNL	Sin GNL
Nehuenco (ene-abr)		0,0	0,0	
Disponibilidad GNL	Nueva Renca (nov-oct)		Sin GNL Sin GNL	
	San Isidro (nov-oct)		Total Limitada	
	Nehuenco (nov-dic, mayo-oct)		0 0	
	Nehuenco (ene-abr)		Alta Baja	
Nueva Renca (nov-oct)		0 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. %
Nov-2014 a Abr-2015	99,89	43,05	114,56	46,41
May-2015 a Oct-2015	92,56	45,70	97,14	48,20

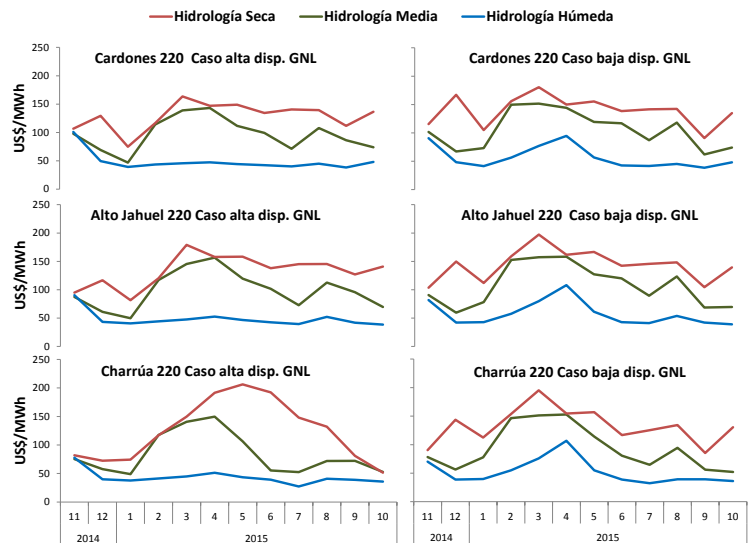


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

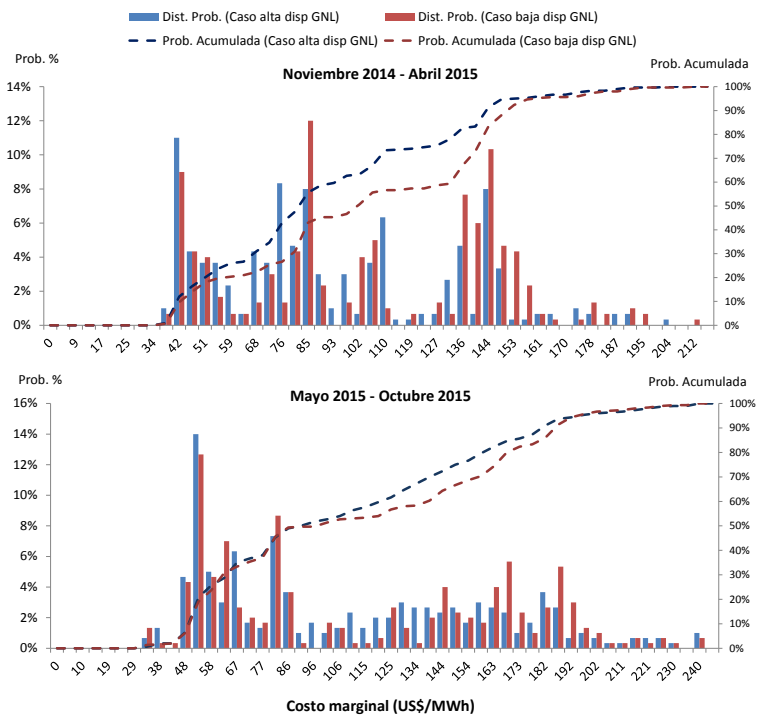


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

# Sistema Interconectado Central (SIC)

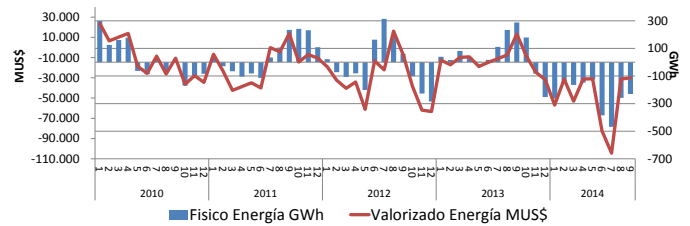
## Análisis por empresa

En octubre, Endesa continúa sin generación a carbón debido al mantenimiento mayor de Bocamina I y la paralización de Bocamina II. Por otra parte, la generación hidráulica de Colbún y Pehuenche aumentaron por mayor disponibilidad de este recurso. En tanto, Aes Gener aumentó su generación de GNL por la operación de la central Nueva Renca, mientras que Guacolda mantuvo su generación en base a carbón.

### Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Sep 2014	Oct 2014	Oct 2013
Pasada	245	273	248
Embalse	759	703	518
Gas	0	0	0
GNL	220	214	376
Carbón	0	0	337
Diésel	0	1	7
Eólico	11	15	12
<b>Total</b>	<b>1.236</b>	<b>1.206</b>	<b>1.498</b>

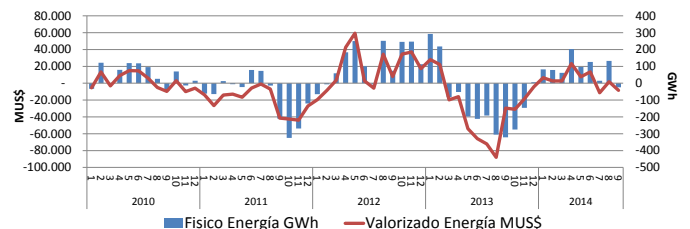
Costos Variables prom. Oct 2014 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	46,1
San Isidro GNL (prom. I y II)	79,2
Taltal Diesel	244,3
Transferencias de Energía Sep 2014	
Total Generación (GWh)	1.236
Total Retiros (GWh)	1.466
Transf. Físicas (GWh)	-230,1
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-30,0



### Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Sep 2014	Oct 2014	Oct 2013
Pasada	215	255	208
Embalse	411	459	232
Gas	0	0	0
GNL	126	108	293
Carbón	195	154	104
Diesel	9	0	4
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>956</b>	<b>976</b>	<b>842</b>

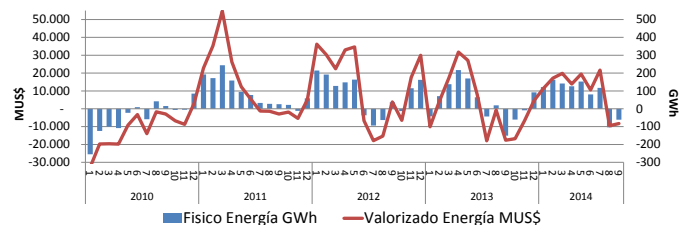
Costos Variables prom. Oct 2014 (US\$/MWh)	
Santa María	37,0
Nehuenco GNL (prom. I y II)	0
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	152,9
Transferencias de Energía Sep 2014	
Total Generación (GWh)	956
Total Retiros (GWh)	980
Transf. Físicas (GWh)	-24
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-8,5



### AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Sep 2014	Oct 2014	Oct 2013
Pasada	61	95	90
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	2	57	0
Carbón	523	479	529
Diesel	1	0	0
Eólico	0	0	0
Otro	3	2	4
<b>Total</b>	<b>589</b>	<b>633</b>	<b>624</b>

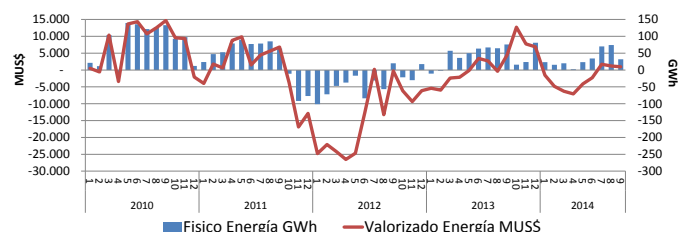
Costos Variables prom. Oct 2014 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	42,0
N. Ventanas y Campiche	40,4
Nueva Renca GNL	130,1
Transferencias de Energía Sep 2014	
Total Generación (GWh)	589
Total Retiros (GWh)	651
Transf. Físicas (GWh)	-61,4
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-8,3



### Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Sep 2014	Oct 2014	Oct 2013
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	359	351	368
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>359</b>	<b>351</b>	<b>368</b>

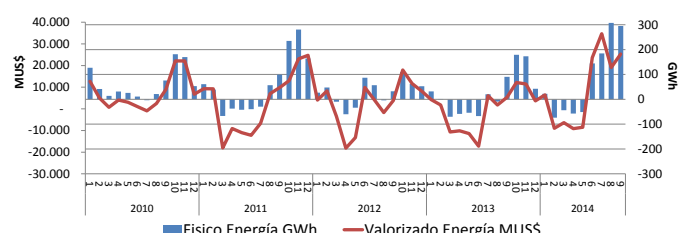
Costos Variables prom. Oct 2014 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	34,7
Guacolda III	31,4
Guacolda IV	34,3
Transferencias de Energía Sep 2014	
Total Generación (GWh)	359
Total Retiros (GWh)	327
Transf. Físicas (GWh)	32,0
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1,0



### Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Sep 2014	Oct 2014	Oct 2013
Pasada	61	84	80
Embalse	261	349	295
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>323</b>	<b>432</b>	<b>375</b>

Costos Variables prom. Oct 2014 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	
Transferencias de Energía Sep 2014	
Total Generación (GWh)	323
Total Retiros (GWh)	28
Transf. Físicas (GWh)	295
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	25,3



## Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

### Análisis de operación del SING

Durante octubre la operación del SING presentó una leve disminución en la participación de generación a carbón, de 85% en septiembre a 84% en octubre. Por otra parte, la participación GNL se mantuvo sin variaciones respecto al mes anterior (ver Figura 7).

En octubre estuvo fuera de operación por mantenimiento mayor la unidad carbonera de AES Gener NTO1 (136 MW).

El precio del GNL declarado por la Central Tocopilla fue de 8,8 US\$/MMBtu promedio en octubre. Por su parte, la unidad CTM3 (de propiedad de E-CL, pero arrendada por AES Gener), declaró un costo de GNL de 20,3 US\$/MMBtu. Así, el costo variable del GNL se ubicó por encima de los costos variables promedio del carbón (ver Figura 8).

Los costos marginales en octubre fueron marcados mayoritariamente por el costo variable de unidades a carbón y GNL (Central Tocopilla y CTM3). El promedio mensual del costo marginal de octubre en la barra Crucero 220 fue de 61 US\$/MWh, lo cual representa una disminución de 2,6% respecto del mes de septiembre (62,7 US\$/MWh), y una disminución de un 32% respecto a octubre de 2013 (90,1 US\$/MWh).

A partir de julio de 2014, la compensación por barra producto de la RM 39, que compensa a las empresas generadoras por el sobrecosto de la operación, no es publicada por el CDEC-SING debido a un cambio en el procedimiento de "Valorización de Transferencias Económicas".

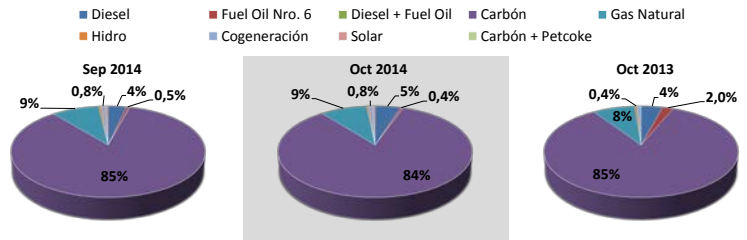


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

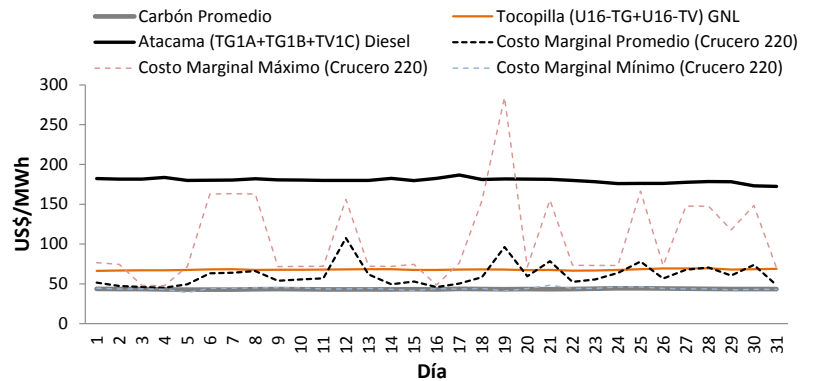


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de octubre (Fuente: CDEC-SING)

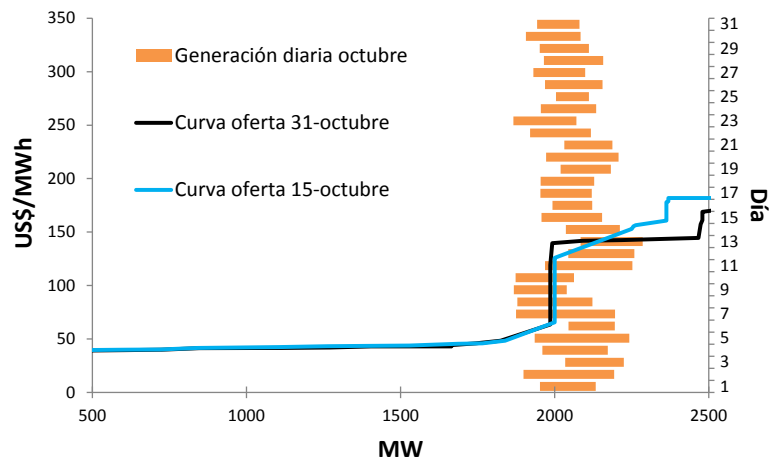


Figura 9: Generación diaria durante octubre y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

## Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

### Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En base a lo informado por los grandes consumidores del SING, para 2014 se espera un crecimiento anual de la demanda eléctrica cercano al 4,5%, impulsado por la conexión de nuevos proyectos industriales, así como incrementos en la demanda de clientes existentes. Sin embargo, existe incertidumbre respecto del 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 esta incertidumbre asociada a la estimación de demanda, Systep considera para esta proyección 3 escenarios distintos 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 134 MW.

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

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2014	3,1%	4,5%	6,0%
	2015	8,5%	12,7%	16,7%
Diesel promedio US\$/Bbl		120,9		
Combustible	Carbón US\$/Ton	Mejillones	82,5	
		Angamos	85,6	
		Tocopilla	83,9	
		Andina	79,4	
		Hornitos	79,4	
		Norgener	93,0	
	Tarapacá	84,7		
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla, Atacama, Salta	5,4 - 7,0	Sin GNL	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 alcanza los 98,8 US\$/MWh, en comparación a los 107,4 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en

el escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar 139,7 US\$/MWh.

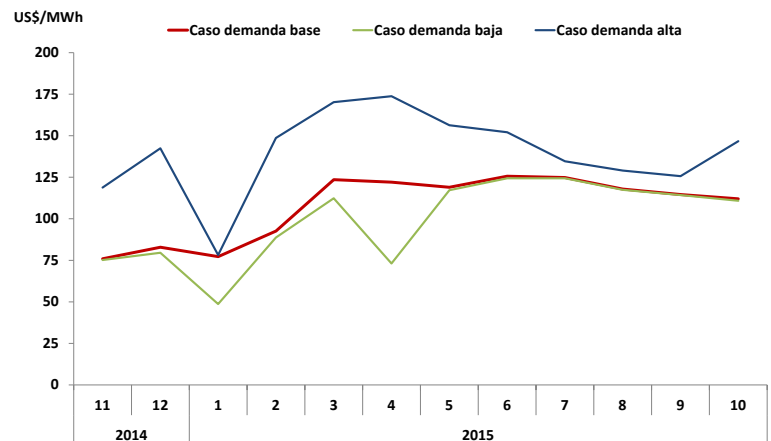


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

La proyección de costos marginales es altamente sensible a los mantenimientos considerados para las unidades generadoras. Para su simulación se consideró el programa de mantenimiento mayor para el 2014 publicado por el CDEC-SING, vigente desde el 1 de septiembre. En este ámbito, la proyección efectuada no presenta variaciones significativas con respecto a la realizada en el mes anterior, donde destaca la mantención de la Unidad 14 de E-CL en marzo de 2015, así como el de la Unidad 16 de E-CL en enero y febrero de 2015, particularmente importante por ser la unidad que generalmente marca el costo marginal en las horas de alta demanda.

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. La proyección considera las disponibilidades informadas de GNL para las unidades CTM3 y U16, considerando además que AES Gener informó el arriendo de CTM3 a 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 la 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.

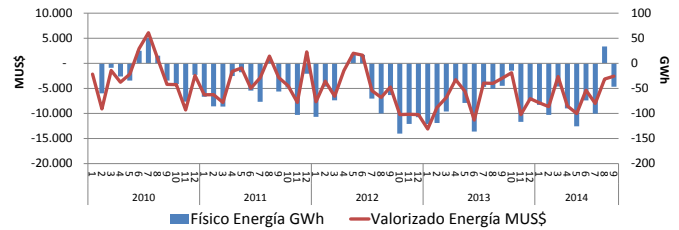
# Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

## Análisis por empresa

En el mes de octubre, E-CL aumentó su generación a carbón debido al término del mantenimiento mayor de la unidad U13 (86 MW), y además aumentó la generación a GNL de su central Tocopilla. Por su parte, la generación a carbón de AES Gener aumentó en este mes producto de un mayor aporte de la unidad NTO2. Celta mantuvo su generación con carbón. Finalmente, GasAtacama mantiene la operación de sus unidades sólo con combustible diesel.

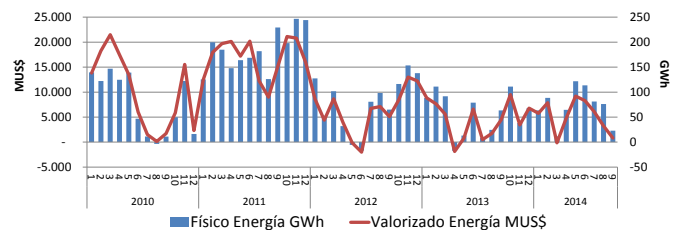
### E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Oct 2014 (US\$/MWh)	
	Sep 2014	Oct 2014	Oct 2013		
Diesel	3	2	4	Andina Carbón	46,1
Fuel Oil Nro. 6	8	6	28	Mejillones Carbón	40,6
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	67,8
Carbón	649	685	711		
Gas Natural	113	126	121	Transferencias de Energía Sep 2014	
Hidro	4	4	4	Total Generación (GWh)	776
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	823
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-46,7
Total	776	823	868	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-2.563



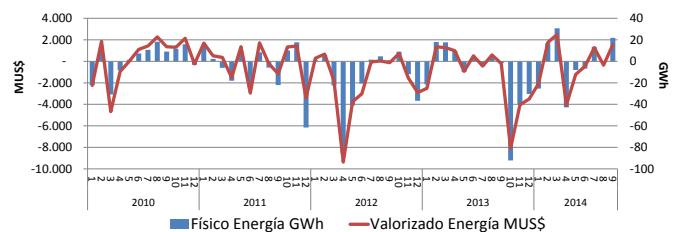
### AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Oct 2014 (US\$/MWh)	
	Sep 2014	Oct 2014	Oct 2013		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	45,4
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	41,2
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Mejillones GNL (CTM3 Norgener)	163,4
Carbón	477	489	547		
Gas Natural	17	8	0	Transferencias de Energía Sep 2014	
Hidro	0	0	0	Total Generación (GWh)	494
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	471
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	23,0
Total	494	497	547	Transf. Valorizadas (MUS\$)	816



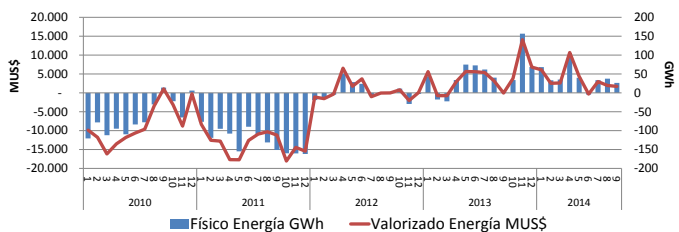
### Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Oct 2014 (US\$/MWh)	
	Sep 2014	Oct 2014	Oct 2013		
Diesel	0,3	0,5	0,9	Tarapacá Carbón	38,3
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Sep 2014	
Carbón	89	90	0	Total Generación (GWh)	90
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	68
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	21,8
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.560
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	90	90	1		



### GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Oct 2014 (US\$/MWh)	
	Sep 2014	Oct 2014	Oct 2013		
Diesel	46	70	55	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	180
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Sep 2014	
Carbón	0	0	0	Total Generación (GWh)	46,4
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	20,1
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	26,3
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.706
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	46	70	55		





## Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a octubre de 2014, es de 82,58 US\$/MWh para el SIC y 101,04 US\$/MWh para el SING, referidos a barra de suministro (ver Tabla 4).

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

Los valores de la Tabla 4 y 5 sólo consideran las licitaciones de suministro oficializadas a través del último decreto de precio nudo promedio correspondiente a noviembre de 2012.

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
<b>SIC</b>		
AES Gener	83,1	5.419
Campanario	113,7	900
Colbun	86,4	6.782
Endesa	78,1	15.029
Guacolda	74,7	900
EMELDA	111,0	200
EPSA	114,6	75
Puyehue	94,7	150
Panguipulli	96,5	100
Monte Redondo	108,3	275
<b>Precio Medio de Licitación SIC</b>		<b>82,58</b>
<b>SING</b>		
Edelnor	101,0	2.300
<b>Precio Medio de Licitación SING</b>		<b>101,04</b>

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
<b>SIC</b>		
Chilectra	70,1	13.350
Chilquinta	90,7	2.917
EMEL	76,7	2.007
CGE	106,0	7.050
SAESA	80,1	4.506
<b>Precio Medio de Licitación SIC</b>		<b>82,58</b>
<b>SING</b>		
EMEL	101,0	2.300
<b>Precio Medio de Licitación SING</b>		<b>101,04</b>

## Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de septiembre de 2014, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.181 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 152 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante septiembre fue igual a 429 GWh, es decir, un 182% de la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de septiembre, la mayor parte fue generada por centrales de eólicas (35%), seguidas por centrales de biomasa (31%) e hidráulicas (24%). En tanto, los generadores solares representaron el 11% de las inyecciones ERNC de ese mes.

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

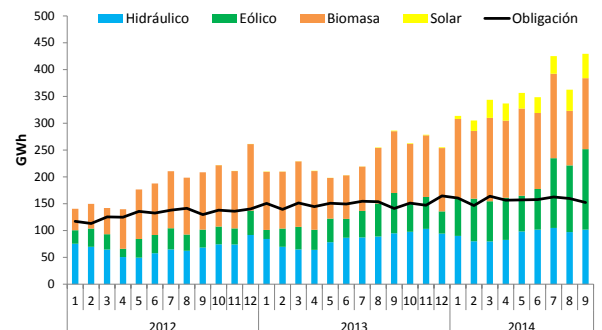


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

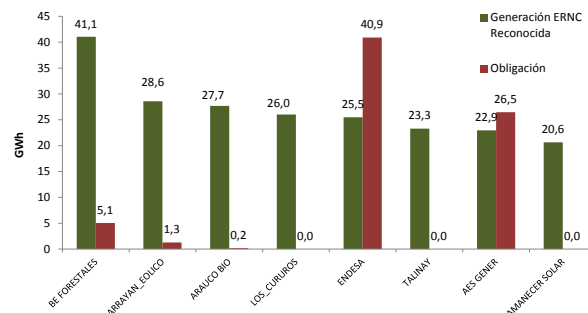


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, septiembre de 2014 (Fuente: CDEC-SING)

## Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

<u>Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) SIC</u>	<u>Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) SING</u>	<u>Reforma a las licitaciones de suministro para clientes regulados</u>
El día 4 de septiembre el CDEC-SIC publicó una nueva versión de los procedimientos de SSCC. Actualmente se está a la espera de aprobación por parte de la CNE <a href="#">(ver más)</a> .	El día 1 de agosto el CDEC-SING publicó una nueva versión de los procedimientos de SSCC. Actualmente se está a la espera de aprobación por parte de la CNE <a href="#">(ver más)</a> .	El día 19 de noviembre el senado aprobó la idea de legislar sobre la reforma a las licitaciones eléctricas para clientes regulados <a href="#">(ver más)</a> .

### Comité de Ministros ratifica aprobación de central Punta Alcalde [\(ver más\)](#)

La iniciativa, que se ubicará en la provincia de Huasco, contempla una inversión por US\$1.400 millones y aportaría al sistema 740 MW.

### ForoSing 2014: Los avances de la Interconexión SING-SIC [\(ver más\)](#)

El fortalecimiento del sistema eléctrico del territorio nacional a través de la integración del Norte Grande con el Centro Sur, y con Argentina y Perú fue uno de los focos que se abordaron en el encuentro.

### Anulan derechos de agua de Endesa para central Neltume y complica el proyecto [\(ver más\)](#)

El tribunal de primera instancia declaró que el procedimiento por el cual se entregaron los derechos de aprovechamiento de agua a Endesa está viciado.

### Gas Natural Fenosa cierra con éxito compra de CGE [\(ver más\)](#)

La Oferta Pública de Adquisición formulada por la española fue aceptada por 402.122.728 acciones, representativas del 96,50% del capital de la eléctrica chilena.

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

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 4.822 MW, con una inversión de 11.304 MMUS\$. En el último mes se aprobó ambientalmente el proyecto hidroeléctrico Cumpeo (5,5 MW) en la séptima región y el proyecto fotovoltaico Sierra Soleada (48,9 MW) en la tercera región. Además, ingresaron a evaluación siete nuevos proyectos: tres solares (410 MW), dos biomasa (22,4 MW), un eólico (11,3 MW) y un hidráulico (10 MW). Tras la revocación del Comité de Ministros, en esta estadística no se considera dentro de los proyectos aprobados el proyecto HidroAysén (2.750 MW).

En el SING, los proyectos en calificación suman 2.669 MW, con una inversión de 4.358 MMUS\$. No se presentaron ni se aprobaron nuevos proyectos durante octubre.

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	2.027	4.032	4.606	9.578
Hidráulica	791	1.600	3.027	4.812
Solar	1.679	4.971	3.810	8.832
Gas Natural	130	250	929	575
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	84	46	1.482	1.125
Biomasa/Biogás	90	221	364	695
Carbón	20	184	5.470	9.847
<b>TOTAL</b>	<b>4.822</b>	<b>11.304</b>	<b>19.757</b>	<b>35.794</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	1.079	2.673	5.862	19.659
GNL	1.290	1.300	1.300	1.158
Eólico	0	0	2.074	4.099
Carbón	0	0	1.770	3.500
Diesel	0	0	207	340
Fuel-Oil N° 6	0	0	216	302
Geotérmica	0	0	50	180
Hidráulica	300	385	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>2.669</b>	<b>4.358</b>	<b>11.479</b>	<b>29.238</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)

# noviembre2014



## 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)

Iván Chaparro U. | Ingeniero de Proyectos

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

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