

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Marzo 2016

[Volumen 9, 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

Escenario de las ERNC luego de la licitación 2015/01

Las ERNC actualmente enfrentan un complejo escenario, muy diferente al de hace unos años atrás cuando varios proyectos, particularmente solares, comenzaron a desarrollarse.

Los costos marginales del Sistema Interconectado Central (SIC) se han reducido en el último año hasta bordear los 58 US\$/MWh¹ en febrero pasado. La baja se explica puntualmente por una combinación de factores, tales como la mayor disponibilidad de recursos hídricos y la reducción de los precios de los combustibles fósiles. Respecto a factores que podrían implicar una continua baja a futuro se encuentran el creciente aporte de energía solar y eólica; una contracción en la demanda de energía, relacionada a la ralentización de la actividad económica nacional, y la entrada de nueva generación de base, como la central El Campesino.

Otro factor importante que complica a las ERNCs son las restricciones de transmisión del sistema, principalmente en el norte del SIC. El gran volumen de generación solar instalada en esa zona ha producido una baja importante en los costos marginales durante el día, incluso llegando a cero, afectando el desarrollo de nuevos proyectos. Se espera que esta restricción desaparezca con la entrada en operación de la línea Cardones – Polpaico 500 kV a fines de 2017.

En este contexto, los generadores ERNC sin contratos de energía, que venden su producción en el mercado spot local, se han visto directamente afectados.

Si bien algunos desarrolladores de proyectos ERNC han enfrentado la congestión en la transmisión ubicándose en zonas centrales cercanas a sus demandas, la principal herramienta para asegurar estabilidad en los ingresos y permitir un futuro desarrollo de estas tecnologías es la obtención de contratos de suministro eléctrico (PPA por sus siglas en inglés). Los PPAs además de permitir manejar el riesgo del mercado spot, son un requisito fundamental exigido hoy por entidades bancarias para el acceso al financiamiento.

De esta manera, el futuro proceso de licitación, denominado 2015/01², toma relevancia no sólo por el volumen de energía licitada (13.750 GWh/año), sino además por la oportunidad de obtener contratos para el futuro desarrollo de proyectos ERNC.

El proceso 2015/01 consta de cinco bloques de energía, de los cuales los bloques 2A, 2B y 2C tienen modalidad horaria, que permite mayor oportunidad de contratos para las ERNC. Sin embargo, esta licitación tiene una gran componente de renovación de contratos, más que responder a un incremento en la demanda. Efectivamente, la energía a licitar está relacionada con el término de contratos de importantes volúmenes de

energía de empresas como Colbún, AES Gener, Endesa y Guacolda.

La Figura 1 ilustra el nivel actual de contratación de energía y el volumen licitado en el próximo proceso 2015/01, con la energía vacante resultante cada año producto del vencimiento de contratos. De acuerdo a la proyección de demanda de la CNE, en el año 2023 comenzaría un déficit de energía, que debiera contemplarse en un próximo proceso de licitación.

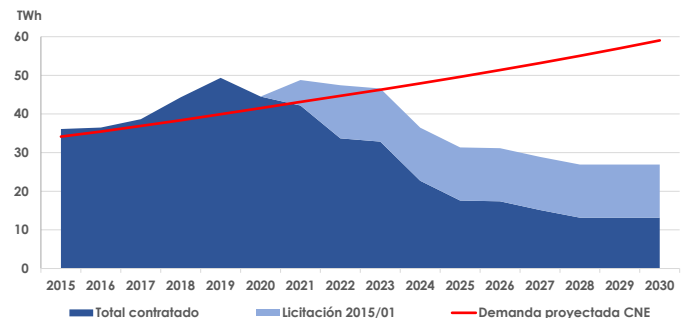


Figura 1: Nivel actual de contratación de energía, incluyendo proceso de licitación 2015/01 (Fuente: CNE)

De acuerdo a los volúmenes de energía que quedarán disponibles en los primeros años del período de suministro del proceso 2015/01 (6.409 GWh al 2021 y 30.272 GWh al 2026), se espera que las empresas que finalicen sus contratos se presenten con precios competitivos, dados los incentivos de mantener sus niveles actuales de contratación.

Bajo ese escenario de una licitación de renovación, los desarrolladores de proyectos ERNC enfrentarán un difícil panorama para obtener contratos de suministro si no logran presentar ofertas competitivas. De quedar fuera del siguiente proceso, el futuro de estas tecnologías presentaría gran incertidumbre dada la dificultad de obtener contratos con clientes libres, el riesgo del mercado spot, y un déficit de energía que comenzaría recién el año 2023.

En consecuencia, es esperable una desaceleración en el ritmo de inversión de proyectos ENRC, comparado con lo observado en los últimos tres años. Por otro lado, el precio estabilizado podría ser una oportunidad para los PMGD de vender su energía, aunque sólo para una parte menor de nuevos proyectos. Finalmente, un potencial reordenamiento de la industria puede producirse si algunos desarrolladores ERNC venden sus proyectos a otros actores con mayor respaldo financiero para su materialización.

Los oferentes ERNC deberán realizar esfuerzos para mantener o bajar sus costos de desarrollo, continuar con mejoras tecnológicas (principalmente en energía solar) y superar la intermitencia del suministro a través, por ejemplo, de la diversificación de sus fuentes, con el objetivo de ofrecer energía a precios competitivos y mantener su participación en la matriz energética.

¹ Promedio mensual en barra Alto Jahuel 220.

² Proceso con llamado a licitación el 29 de mayo 2015 y fecha de adjudicación 17 de agosto 2016.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de febrero la operación del SIC se caracterizó por una participación hidráulica de un 39%, lo cual es un 9% menor respecto al mes anterior. Por otra parte, la participación GNL subió a un 18% mientras el carbón aumentó en un 3% (ver Figura 2). Es decir, la menor disponibilidad de energía de embalse fue compensada por mayor generación GNL y carbón.

Durante el mes de febrero estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Nueva Ventanas (271,9 MW), San Isidro I TV (136 MW), Machicura (47,5 MW), Rucatayo (53 MW) y Colbún U-2 (237 MW), entre otras.

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 56% del promedio mensual histórico de enero (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2015/2016 (desde abril a febrero), el nivel de excedencia observado es igual a 79%, es decir, se ubica entre el 21% de las hidrológicas más secas observadas a igual fecha.

Durante febrero la operación de los ciclos combinados se dio de forma constante. La central San Isidro operó sus dos unidades con GNL, a un precio promedio declarado de 5,3 US\$/MMBtu. Mientras que Nehuenco declaró un costo variable nulo. En tanto, la central Nueva Renca, operó esporádicamente con GNL declarando un precio de 6,3 US\$/MMBtu promedio del mes.

Los costos marginales estuvieron determinados principalmente por el valor del agua y GNL. Así, el valor del agua embalsada hacia finales del mes subió a valores cercanos al diesel (Figura 4).

En febrero de 2016 el costo marginal del SIC promedió 58 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 60% menor respecto al mes de febrero de 2015 (145 US\$/MWh), y 15% mayor respecto a enero de 2015 (50 US\$/MWh).

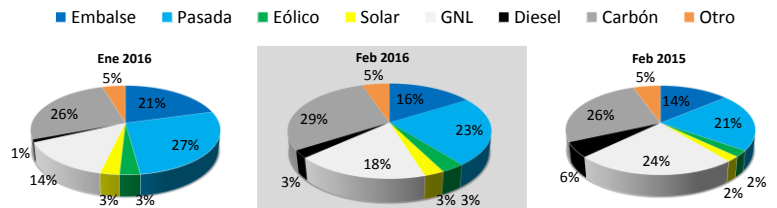


Figura 2: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

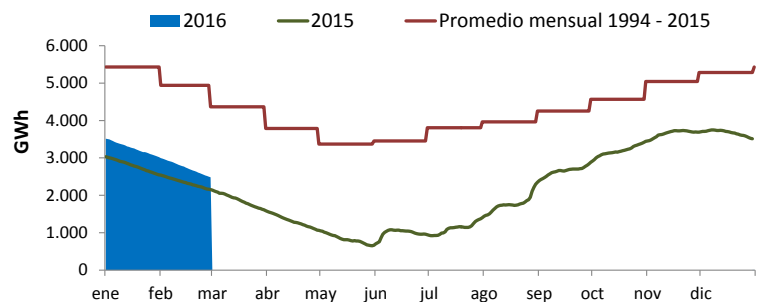


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC)

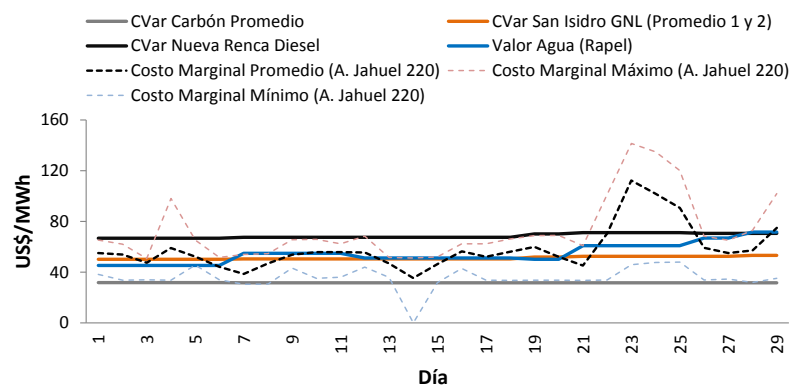


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de febrero (Fuente: CDEC-SIC)

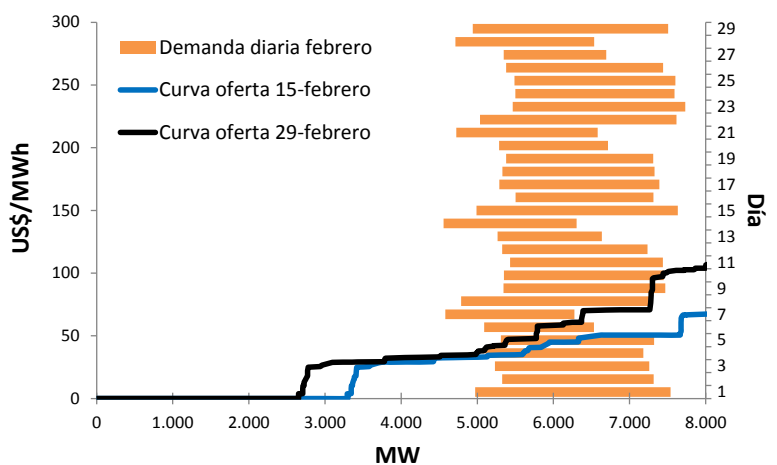


Figura 5: Demanda diaria durante febrero y curva de oferta aproximada al 15 y 29 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

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

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

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

Supuestos SIC		Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL
Crecimiento demanda	2016	2,1%	
	2017	2,0%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		71,3
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		47,2
	GNL	San Isidro	6,0
	US\$/MMBtu (CIF)	Nehuenco	0,0
Disponibilidad GNL	Nueva Renca		12,0
	San Isidro (Mar16 - Abr16)		Limitada
	(1) San Isidro (May16 - Oct16)		Limitada
	San Isidro (Nov16 - Dic16)		Limitada
	(2) Nueva Renca (May16 - Jul16)		Limitada
	Nehuenco (Mar16 - Jul16)		Limitada
Nehuenco (Ago16 - Oct16)		0	0
Nehuenco (Nov16 - Dic16)		Limitada	Limitada

(1): Disponibilidad disminuye a 97% y 99% durante Julio y Agosto respectivamente.

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

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

Costo Marginal Mensual	Caso Alta disp. GNL		Caso Baja disp. GNL	
	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
Mar-2016 a Dic-2016	45,56	16,53	55,02	24,09
Ene-2017 a Feb-2017	44,85	13,29	50,50	18,74

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 2.240 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 1.340 MW son solares, 707 MW eólicos, 169 MW hídricos, y 26 MW de cogeneración. Cabe destacar que parte importante de los proyectos de generación han adelantado su fecha de entrada en uno o dos meses con respecto a las fechas informadas en el mes anterior.

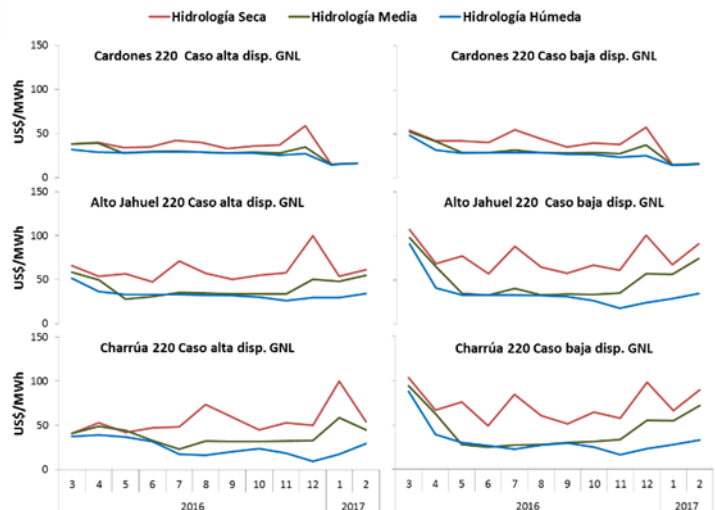


Figura 6: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

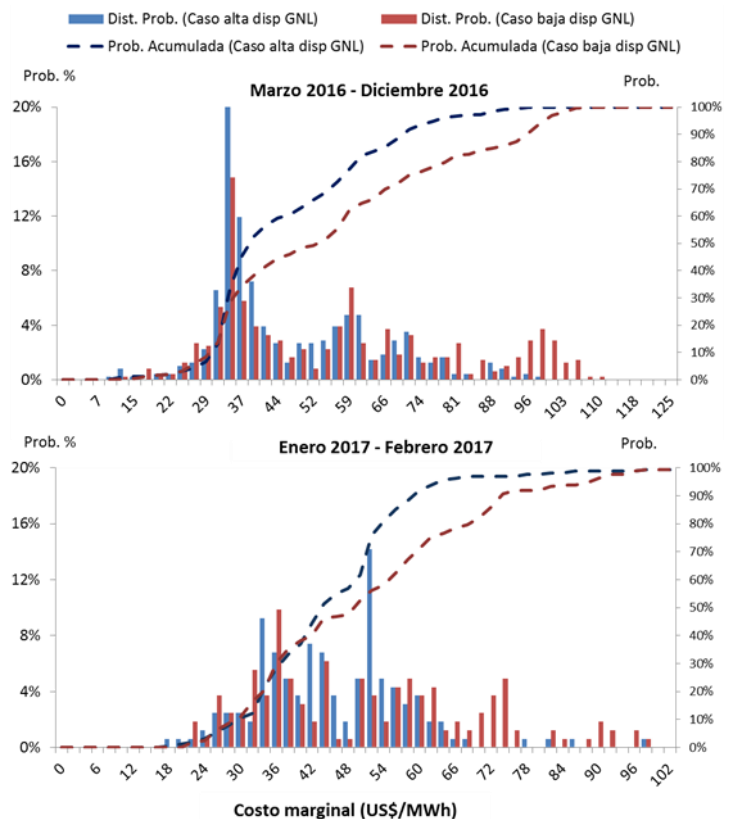


Figura 7: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

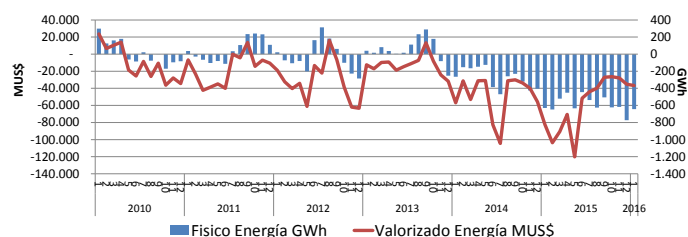
Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

En febrero, Endesa y Colbún mostraron un aumento de su generación a GNL y una disminución de su generación hidráulica. Por su parte, AES Gener aumentó su generación a carbón y disminuyó su generación GNL por menor disponibilidad de este combustible. Guacolda aumentó su generación a carbón por término del mantenimiento de su unidad 4. Finalmente Pehuenche disminuyó su generación hidráulica.

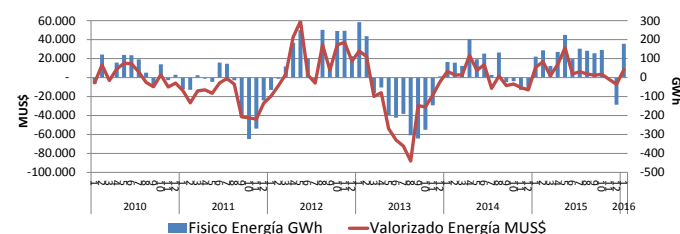
Endesa

Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Feb 2016 (US\$/MWh)		
	Ene 2016	Feb 2016	Feb 2015		
Pasada	282	240	217	Bocamina (prom. I y II)	36,5
Embalse	518	392	265	San Isidro GNL (prom. I y II)	51,2
Gas	0	0	0	Taltal Diesel	244,3
GNL	248	332	456	Transferencias de Energía Ene 2016	
Carbón	99	140	0	Total Generación (GWh)	1.156
Diésel	0	0	1	Total Retiros (GWh)	1.799
Eólico	9	10	7	Transf. Físicas (GWh)	-643,2
Total	1.156	1.113	945	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-36,7



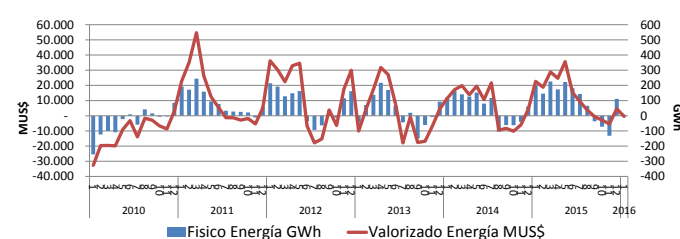
Colbún

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Feb 2016 (US\$/MWh)	
	Ene 2016	Feb 2016	Feb 2015		
Pasada	186	153	121	Santa María	29,4
Embalse	271	218	198	Nehuenco GNL (prom. I y II)	0
Gas	0	0	0	Nehuenco Diesel (prom. I y II)	107,1
GNL	359	413	399	Transferencias de Energía Ene 2016	
Carbón	254	229	246	Total Generación (GWh)	1.070
Diésel	0	2	45	Total Retiros (GWh)	892
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	179
Total	1.070	1.015	1.010	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	8,4



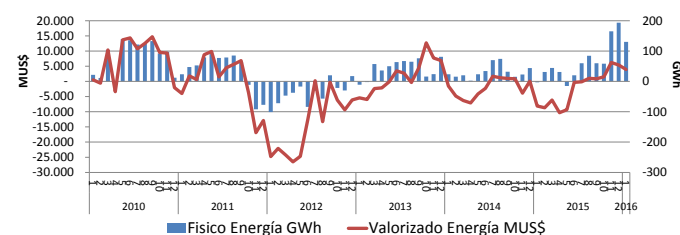
AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

Generación por fuente GWh				Costos Variables prom. Feb 2016 (US\$/MWh)	
	Ene 2016	Feb 2016	Feb 2015		
Pasada	168	159	137	Ventanas prom. (prom. I y II)	34,0
Embalse	0	0	0	N. Ventanas y Campiche	32,9
Gas	0	0	0	Nueva Renca GNL	49,0
GNL	53	44	125	Transferencias de Energía Ene 2016	
Carbón	453	497	460	Total Generación (GWh)	690
Diésel	14	55	38	Total Retiros (GWh)	684
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	5,5
Otro	2	3	5	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-0,4
Total	690	758	764		



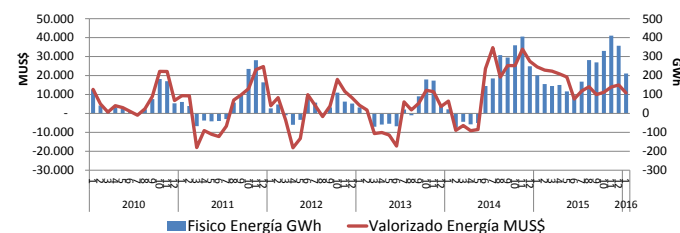
Guacolda

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Feb 2016 (US\$/MWh)	
	Ene 2016	Feb 2016	Feb 2015		
Pasada	0	0	0	Guacolda I y II	28,9
Embalse	0	0	0	Guacolda III	25,5
Gas	0	0	0	Guacolda IV	29,1
GNL	0	0	0		
Carbón	388	407	380	Transferencias de Energía Ene 2016	
Diesel	0	0	0	Total Generación (GWh)	388
Eólico	0	0	0	Total Retiros (GWh)	258
Total	388	407	380	Transf. Físicas (GWh)	130,4
				Transf. Valorizadas (MMUS\$)	3,9



Pehuenche

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Feb 2016 (US\$/MWh)	
	Ene 2016	Feb 2016	Feb 2015		
Pasada	82	59	69	Sólo centrales hidráulicas	
Embalse	155	94	108		
Gas	0	0	0		
GNL	0	0	0	Transferencias de Energía Ene 2016	
Carbón	0	0	0	Total Generación (GWh)	237
Diésel	0	0	0	Total Retiros (GWh)	26
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	210
Total	237	152	177	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10,8



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de febrero estuvo marcada por el aumento de un 7% en la generación GNL, mientras que disminuyó en un 6% la participación a carbón, ambos respecto al mes anterior. Por su parte, la generación diésel se mantuvo constante (ver Figura 8).

Durante febrero no se registraron mantenimientos mayores en las unidades de generación.

El precio del GNL declarado por la unidad Tocopilla de E-CL fue de 4,2 US\$/MMBtu promedio en febrero. De este modo, el costo variable del GNL de E-CL se ubicó levemente por sobre los costos variables promedio del carbón (ver Figura 9). Por otra parte, la unidad CTM3 de propiedad de E-CL operó con un costo declarado de GNL de 4,2 US\$/MMBtu.

Los costos marginales de febrero en demanda baja fueron marcados por el carbón y GNL, mientras que en demanda alta la tecnología que marcó el marginal fue diésel (ver Figura 9).

El promedio mensual del costo marginal de febrero en la barra Crucero 220 fue de 47,4 US\$/MWh, lo cual representa una disminución del 2% respecto del mes de enero de 2016 (48,4 US\$/MWh), y una disminución de un 5% respecto a febrero de 2015 (49,6 US\$/MWh).

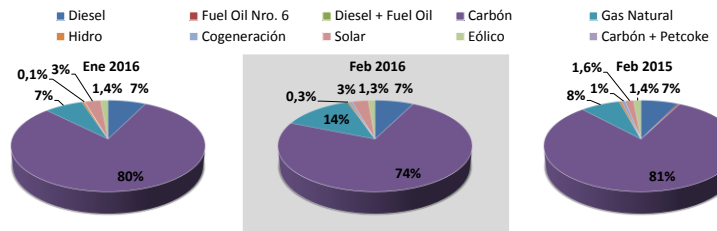


Figura 8: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

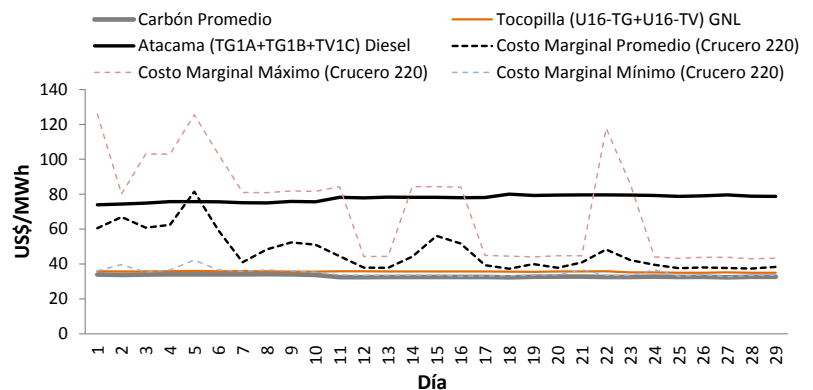


Figura 9: Principales costos variables y costo marginal diario de febrero (Fuente: CDEC-SING)

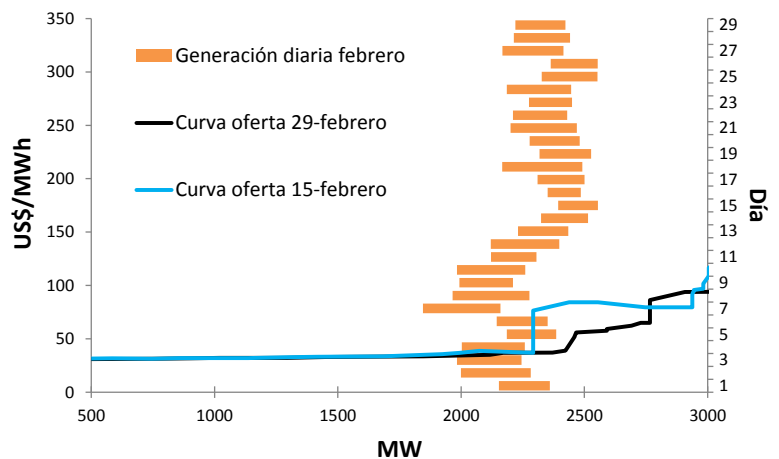


Figura 10: Generación diaria durante febrero y curva de oferta aproximada al 15 y 29 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Conforme a la última información publicada por el CDEC-SING y lo informado por los grandes consumidores del SING, durante el año 2015 se observó un crecimiento de la demanda de un 7% que resultó inferior a lo proyectado al mes de diciembre de 2014 (16,5%). Asimismo, el CDEC-SING proyecta para este año un crecimiento de la demanda de un 13,3%. Sin embargo, considerando el escenario actual de desaceleración de la actividad minera en el país que ha involucrado anuncios de paralización de algunas faenas y la reducción de la producción de otras, no es posible garantizar que las proyecciones de demanda se mantengan en el corto plazo.

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

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

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2016	5.0%	9.6%	14.3%
	2017	5.9%	6.7%	7.5%
Combustible	Diesel Mejillones US\$/Bbl		45.6	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	63.8	
		Angamos	64.8	
		Tocopilla	69.7	
		Andina	58.6	
		Hornitos	64.8	
		Norgener	60.6	
Disponibilidad GNL	GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	3,7-12	
	U16	Limitada		
	CTM3	Sin GNL		
	Otros	Sin GNL		

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

Respecto a los proyectos de generación, dentro de los próximos 12 meses se espera la entrada de 645 MW solares, 112 MW eólicos, 48 MW geotérmicos y 1.072 MW térmicos. Además de la entrada de la central Cochrane I (carbón, 266 MW) en abril de 2016, mientras que en mayo del presente año entrarían Cochrane II (carbón, 266 MW) y Kelar (CC-GNL, 540 MW).

Considerado el escenario de demanda base, se proyecta un costo marginal promedio en la ventana de 12 meses de 36,3 US\$/MWh. Para los escenarios de baja demanda y alta demanda los costos proyectados alcanzan los valores de 35,0 US\$/MWh y 37,6 US\$/MWh respectivamente. Lo anterior indica que los proyectos de generación previstos para el año 2016 serían suficientes para mantener costos marginales en torno a los 36,3 US\$/MWh incluso en un escenario de alta demanda.

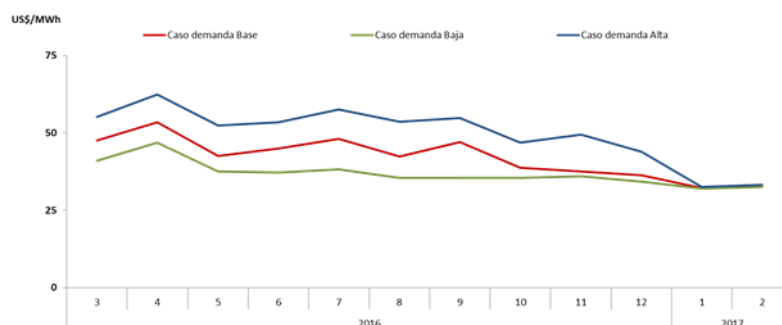


Figura 11: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

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

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

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

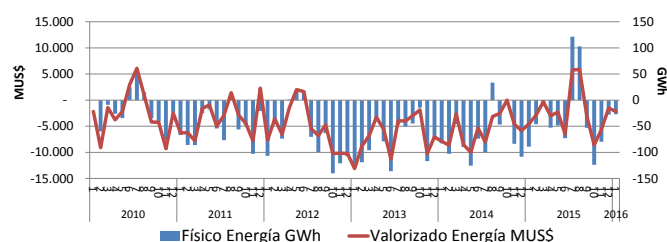
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de febrero, si bien E-CL disminuyó su participación a carbón esto fue compensado por una mayor generación GNL, manteniendo la energía total generada respecto al mes anterior. Por su parte, AES Gener y Celta disminuyeron su generación en base a carbón. Finalmente, GasAtacama mantuvo su operación diesel este mes.

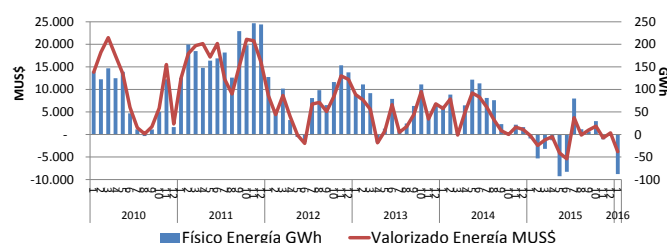
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Feb 2016 (US\$/MWh)	
Ene 2016	Feb 2016	Feb 2015		
Diesel	2	2	Andina Carbón	32,3
Fuel Oil Nro. 6	0	0	Mejillones Carbón	31,4
Diesel + Fuel Oil	0	0	Tocopilla GNL	36,8
Carbón	675	585		
Gas Natural	120	212	Transferencias de Energía Ene 2016	
Hidro	4	4	Total Generación (GWh)	802
Petcoke	0	0	Total Retiros (GWh)	829
Carbón + Petcoke	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-27,0
Total	802	725	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-2.169



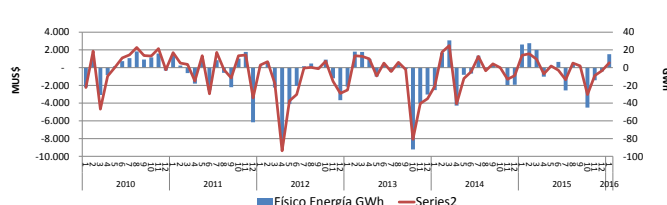
AES Gener (incluye Angamos)

Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Feb 2016 (US\$/MWh)	
Ene 2016	Feb 2016	Feb 2015		
Diesel	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	35,0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	27,3
Diesel + Fuel Oil	0	0	Mejillones GNL (CTM3 AES Gener)	84,9
Carbón	544	502		
Gas Natural	0	0	Transferencias de Energía Ene 2016	
Hidro	0	0	Total Generación (GWh)	544
Petcoke	0	0	Total Retiros (GWh)	632
Carbón + Petcoke	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-87,9
Total	544	457	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-3.812



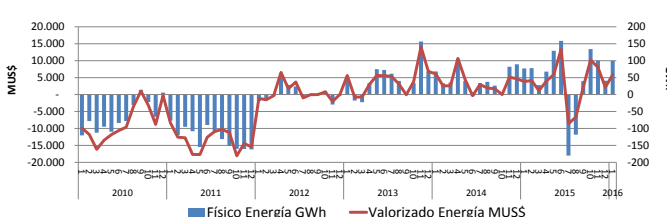
Celta

Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Feb 2016 (US\$/MWh)	
Ene 2016	Feb 2016	Feb 2015		
Diesel	0,7	0,7	Tarapacá Carbón	38,1
Fuel Oil Nro. 6	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	Transferencias de Energía Ene 2016	
Carbón	82	80	Total Generación (GWh)	83
Gas Natural	0	0	Total Retiros (GWh)	67
Hidro	0	0	Transf. Físicas (GWh)	15,2
Petcoke	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	548
Carbón + Petcoke	0	0		
Total	83	94		



GasAtacama

Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Feb 2016 (US\$/MWh)	
Ene 2016	Feb 2016	Feb 2015		
Diesel	114	114	Atacama Diesel	
Fuel Oil Nro. 6	0	0	(TG1A+TG1B+TV1C)	77,3
Diesel + Fuel Oil	0	0		
Carbón	0	0	Transferencias de Energía Ene 2016	
Gas Natural	0	3	Total Generación (GWh)	114,1
Hidro	0	0	Total Retiros (GWh)	14,7
Petcoke	0	0	Transf. Físicas (GWh)	99,4
Carbón + Petcoke	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	5.894
Total	114	99		



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 2016, es de 81,7 US\$/MWh para el SIC y 77,8 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 CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras del SIC y SING.

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

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de enero de 2016, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.993 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 255 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante enero fue igual a 538 GWh, es decir, superó en un 111% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de enero, la mayor parte fue generada por centrales solares (33%), seguidas por centrales eólicas (30%) e hidráulicas (19%). Finalmente, la menor generación fue de centrales de biomasa con un 18% de la energía ERNC. La Figura 13 muestra las empresas con mayor inyección reconocida de ERNC, propia o contratada, 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.

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	79,2	19.020
COLBÚN	81,0	6.932
AES GENER	79,0	5.446
CAMPANARIO	112,4	990
GUACOLDA	68,1	900
PANGUIPULLU	123,6	565
M. REDONDO	107,0	303
D. ALMAGRO	109,8	220
CHUNGUNGO	90,8	190
PUYEHUE	95,9	165
PUNTILLA	113,3	83
ERN-C-1	115,5	60
C. EL MORADO	118,9	40
CAREN	113,3	25
SPV P4	100,2	20
Precio Medio de Licitación SIC	81,7	
SING		
E-CL	77,8	2.530
Precio Medio de Licitación SING	77,8	

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	68,7	14.184
Chilquinta	90,7	3.473
EMEL	75,5	2.445
CGED	104,2	10.115
SAESA	69,0	4.742
Precio Medio de Licitación SIC	81,7	
SING		
EMEL-SING	77,8	2.530
Precio Medio de Licitación SING	77,8	

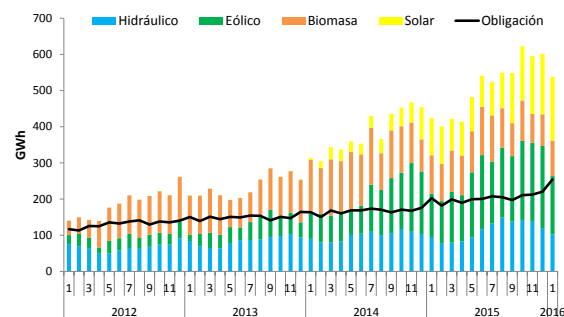


Figura 12: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

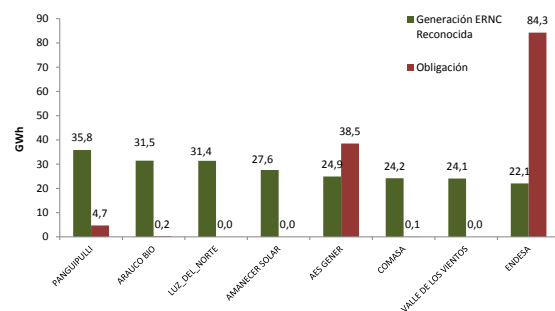


Figura 13: Generación reconocida y obligación por empresa, enero de 2016 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Franquicia tributaria, ley de concesiones y cambio de giro ENAP	Regulación de la distribución de gas de red	Equidad tarifaria y reconocimiento a comunas generadoras	Nueva ley de transmisión y organismo coordinador (CDEC)	Nuevo Gobierno Corporativo de Empresa Nacional del Petróleo
El 5 de febrero fue publicada la ley que amplía las franquicias tributarias relativas a sistemas solares térmicos; modifica la Ley de Concesiones, dando la posibilidad de caución cautelar en juicios posesorios para proyectos ERNC; y amplía el giro de ENAP a generación eléctrica (ver más) (ver más) .	En segundo trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que "Modifica la ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica". Este proyecto de ley busca modernizar la actual ley para enfrentar las nuevas exigencias regulatorias y corregir los vacíos de la legislación vigente (ver más) .	En segundo trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que "Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, para introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas". El 16 de marzo el proyecto pasó a Comisión de Minería y Energía (ver más) (ver más) .	La Cámara de Diputados aprobó en primer trámite legislativo el proyecto de ley que busca crear un nuevo coordinador del sistema que reemplace a los actuales CDEC's y modificar las metodologías actuales de tarificación del sistema de transmisión. El 20 de Enero el proyecto pasó a Segundo trámite constitucional en el senado (ver más) .	El 26 de enero ingresó el proyecto de ley: Empresa Nacional Del Petróleo, Gobierno Corporativo de Empresas Del Estado, que busca modificar el gobierno corporativo de ENAP. La iniciativa busca entregar independencia operacional a la empresa, además de adecuarla a las exigencias que Chile debe cumplir como miembro OCDE (ver más) (ver más) .

Comisión Nacional de Energía informó que licitación eléctrica se aplaza y queda fijada para fines de julio [\(ver más\)](#)
En total se licitará unos 13.750 GWh/año, equivalente a un tercio del consumo de los clientes regulados.

[Transelec se impone a rivales europeos y se adjudica obras para la interconexión](#) [\(ver más\)](#)
Firma presentó un VATT de US\$14,6 millones, cifra levemente inferior a la del consorcio Saesa-Chilquinta.

[Envíos de electricidad a Argentina alcanzaron al 5% de la producción total del sistema nortino](#) [\(ver más\)](#)
Ambos países tendrán que renegociar las condiciones de venta en 2018 cuando se completaría la interconexión SIC-SING.

[Proyecto Alto Maipo: Revalidan convenio entre Aguas Andinas y AES Gener](#) [\(ver más\)](#)
La Superintendencia de Servicios Sanitarios (SiSS) respondió consulta de Contraloría sobre posible amenaza del proyecto al abastecimiento de agua en Santiago.

[Colbún y AES Gener suscriben contratos de regasificación con GNL Chile](#) [\(ver más\)](#)
Ambas generadoras suscribieron contratos por un plazo de 20 años sobre el uso de la capacidad de regasificación adicional que se construirá en Quintero.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 8.244 MW, con una inversión de MMUS\$ 15.887. En el último mes se aprobaron tres proyectos que suman 127 MW, en los que se incluye el proyecto Central Hidroeléctrica Frontera de 109 MW. Por su parte, ingresaron a evaluación ambiental 18 nuevos proyectos que totalizan 912 MW, entre ellos el proyecto fotovoltaico Margarida II (163 MW).

En el SING, los proyectos en calificación suman 3.025 MW, con una inversión de MMUS\$ 10.512 mientras que los proyectos aprobados totalizan 13.556 MW con una inversión de MMUS\$ 34.072. En el último mes ingresaron al sistema de evaluación los proyectos solar El Loa (1.000 MW) y Sol de Tarapacá (150 MW).

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

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Eólico	1.715	3.457	5.866	12.122
Hidráulica	385	1.020	3.248	5.384
Solar	3.677	8.568	5.457	13.676
Gas Natural	1.830	2.334	960	621
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	537	296	1.765	5.528
Biomasa/Biogás	50	130	426	874
Carbón	50	82	5.236	10.031
TOTAL	8.244	15.887	23.028	48.566

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	1.735	9.212	7.640	24.108
GNL	1.290	1.300	1.300	1.158
Eólico	0	0	2.074	4.099
Carbón	0	0	1.770	3.500
Diesel	0	0	207	340
Fuel-Oil N° 6	0	0	216	302
Geotérmica	0	0	50	180
Hidráulica	0	0	300	385
TOTAL	3.025	10.512	13.556	34.072

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

marzo2016



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

reporte@systep.cl

www.systep.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V. | Subgerente de Mercado
Eléctrico y Regulación

plecaros@systep.cl

Iván Chaparro U. | Líder de Proyectos

ichaparro@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.