

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Abril 2015

[Volumen 8, número 4]

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

Efectos técnico-económicos de la penetración ERNC en el SING

El CDEC-SING publicó el estudio “Efectos Técnico – Económico de la integración de energía Eólica y Solar en el SING”, que evalúa los efectos técnico-económicos de la penetración de generación ERNC (solar y eólica) en el sistema¹. En dicho estudio se afirma que el sistema es capaz de integrar volúmenes de ERNC de hasta el 18% de su energía anual, esto es, alrededor de 1500 MW de capacidad instalada para el año 2017. El trabajo concluye que, desde el punto de vista netamente técnico, no existen grandes impedimentos para incrementar la penetración en gran escala de tecnologías ERNC, en la medida que se van superando restricciones propias del SING, como su poca flexibilidad para enfrentar variabilidad en la oferta y su limitada capacidad para realizar un adecuado control de frecuencia. En particular, como alternativas se discute la implementación de un control automático de generación (AGC) e interconexiones con otros sistemas (en particular el estudio evalúa la interconexión con el Sistema Argentino de Interconexión, SADI).

El CDEC identifica efectos positivos del aumento de penetración de ERNC, como la reducción del costo operacional del sistema. Sin embargo, también existirían impactos negativos en el parque convencional térmico del SING, especialmente en las centrales de ciclo combinado (CCG). Se incrementarían los requerimientos de reserva en giro y, para las condiciones evaluadas, las centrales a carbón se mantendrían en base, pero con muchas horas a mínimo técnico. Por otra parte, las CCG, al ser más flexibles, por su mayor tasa de toma de carga, serían las encargadas de ejercer el balance entre demanda neta (demanda bruta menos generación renovable esperada) y generación, ante rampas causadas por la variabilidad propia del recurso ERNC solar y eólico. Lo anterior implica un gran número de partidas y detenciones (cycling) de estas centrales durante el año, y por ende un aumento en la frecuencia de mantenimientos. De acuerdo al estudio, estas consecuencias se verían reflejadas directamente en un incremento del Costo Variable No Combustible (CVNC) de las CCG. El estudio no considera los impactos comerciales del cambio de la matriz, y en particular la dificultad para el suministro de GNL a través de contratos take-or-pay, ante la variabilidad en el uso del combustible que introduce el cycling.

En el estudio se concluye que la interconexión con el SADI daría una mayor seguridad en cuanto a la estabilidad de frecuencia, debido a la gran inercia y capacidad de controlar la variabilidad que este sistema aporta. De acuerdo al estudio, estas conclusiones también serían aplicables a la interconexión del SIC con el SING mediante un enlace HVAC, previsto para enero del año 2018.

Será relevante complementar el estudio técnico de la incorporación de las ERNC al SING con una proyección de la evolución de los costos marginales para distintos niveles de penetración. También debiera estudiarse las

potenciales dimensiones comerciales del cambio de la matriz. ¿Existirán las condiciones comerciales para alcanzar tal nivel de penetración ERNC?. Una alta participación de las ERNC en la generación podría producir una baja en los costos marginales en las horas de máxima inyección de estas fuentes variables (eólica y solar), pudiendo éstas incluso llegar a marginar (en determinadas zonas y en casos que existan problemas de desacoples). En este caso, el mercado spot dejaría de ser atractivo para nuevos proyectos ERNC y, por lo tanto, su desarrollo quedaría limitado a las oportunidades que ofrezca el mercado de contratos. Sin embargo, estas oportunidades en el SING son limitadas. El número de clientes es reducido y muchos de ellos tienen contratos vigentes por un tiempo importante, haciendo difícil acomodar energía dentro de un portafolio ya contratado. Aun existiendo clientes dispuesto a contratar generadores ERNC, es más atractivo contratar bloques fijos de energía, riesgo que no todos los desarrolladores de energías intermitentes están dispuestos a correr.

Además de la incorporación de un AGC y de ciclar las unidades CCG, para incrementar los niveles de penetración se podría considerar la posibilidad de vertimiento de ERNC con el fin de evitar rampas de subida o bajada muy elevadas. Aunque el estudio del SING no avizora en el horizonte los riesgos de una curva pato, como la de California².

El desafío es como compensar los incrementos de costos en los agentes. La experiencia internacional, en particular el caso de España, es que las centrales de ciclo combinado expuestas a un régimen exigente de cycling, debido a la penetración ERNC, en promedio no han podido recuperar sus costos fijos³. Esto se agravó en España por un descenso en el nivel de demanda y un déficit tarifario.

Un camino a seguir es que el aumento de reserva en giro y los demás costos adicionales a las centrales convencionales (e.g. aumento del CVNC para centrales de ciclo combinado) sean remunerados mediante Servicios Complementarios (SSCC).

Es preocupante que aún no estén operando los SSCC en Chile. La definición de los SSCC que requiere cada sistema está en revisión por la CNE y ella trabaja en la definición de las bases para licitar el estudio de definición de precios. Siendo optimistas, recién podría implementarse el esquema de remuneración de los SSCC a fines de este año. A pesar de que los SSCC fueron creados y definidos por la Ley Corta I del 2004, éstos siguen aún sin ser implementados. Hemos debido esperar más de 10 años para la puesta en marcha de esta nueva regulación, lo que no habla muy bien del sector y de los que participamos en él.

¹Fuente: Estudio CDEC-SING

² [California ISO: What the duck curve tells us about managing a green grid](#)

³ [David Robinson, Oxford Institute for Energy Studies, "Living with intermittent renewable power: Challenges for Spain and the EU"](#)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de marzo la operación del SIC se caracterizó por una menor participación hídrica respecto al mes de febrero, disminuyendo de un 35% a 33%. Sin embargo, aumentó la participación de GNL de un 24% a 28% debido a la mayor generación de las centrales Nehuenco y Nueva Renca. Lo anterior se tradujo en una disminución de la participación diésel de un 6% a un 4% (ver Figura 1).

Asimismo, durante este mes estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Ventanas 1 (120 MW) y Santa Fe (67,2 MW), entre otras; además Guacolda 1 (152 MW) presentó problemas generando a menor capacidad durante 6 días en el mes. Cabe mencionar, que continúa la paralización de la central Bocamina II (350 MW) iniciada en el mes de diciembre de 2013.

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 marzo la central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con GNL, a un precio promedio declarado de 10,5 US\$/MMBtu. Por su parte, las unidades I y II de Nehuenco operaron con GNL y costo variable nulo. En tanto, la central Nueva Renca operó con GNL declarado a un precio de 21,3 US\$/MMBtu.

En marzo el costo marginal del SIC fue determinado principalmente por centrales diésel en horas de alta demanda y por centrales a carbón, GNL y de embalse en baja demanda. En particular, el valor del agua varió entre 141 US\$/MWh y 169,6 US\$/MWh en la central Rapel durante el mes de análisis situándose por sobre el valor del diésel (ver Figura 3).

En marzo de 2015 el costo marginal del SIC promedió 146 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 0,5% mayor respecto al mes de febrero de 2015 (145,3 US\$/MWh), y 27,0% menor respecto a marzo de 2014 (200,1 US\$/MWh).

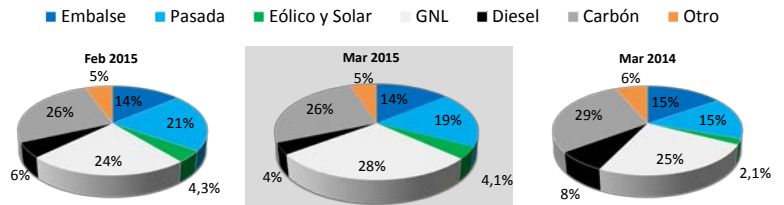


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

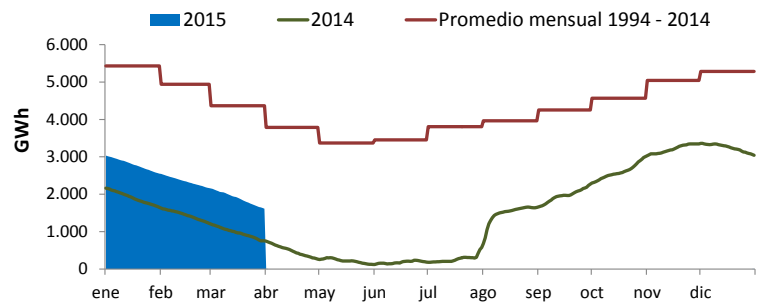


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC).

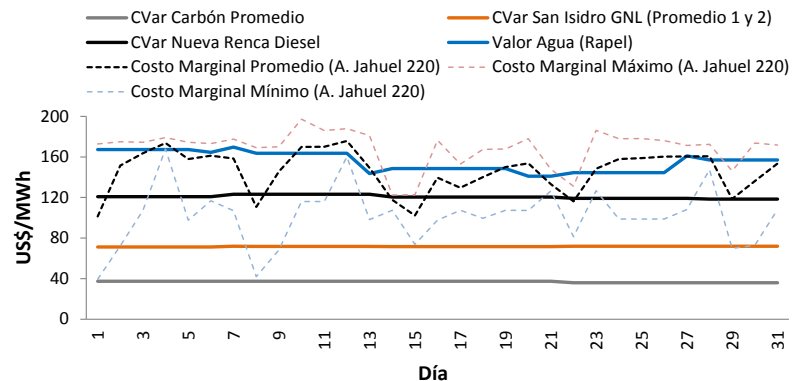


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de marzo (Fuente: CDEC-SIC)

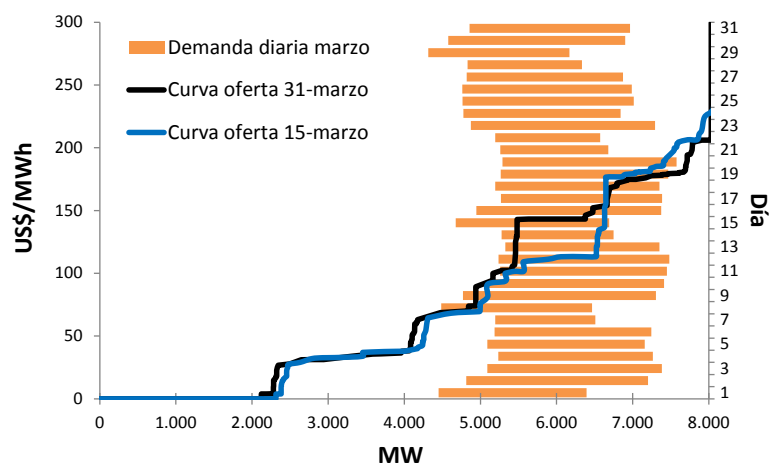


Figura 4: Demanda diaria durante marzo y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Para el año 2015 se proyectan condiciones de operación excepcionales en el SIC: la central El Toro de Endesa operará con su generación limitada entre mayo y noviembre para cumplir un acuerdo con los regantes del lago Laja; la central San Isidro no podrá funcionar a plena capacidad debido a problemas técnicos, por lo que Endesa arrendó a AES Gener la central Nueva Renca para quemar los excedentes de gas natural; así como la paralización en curso de la central Bocamina II de Endesa, para la cual se considera su reentrada en operación en agosto de 2015.

No obstante, no existe certeza que estas consideraciones ocurran exactamente como se han modelado, así como la posible entrada de nuevos proyectos ERNC y el posible retraso de obras de transmisión podrían modificar los costos marginales proyectados. Además, se realiza una actualización de la demanda de los meses enero, febrero y marzo de 2016 según lo publicado por el CDEC-SIC en el programa de operación de 12 meses.

Para los próximos 12 meses se espera la entrada en operación de 1.005,8 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 787 MW son solares, 76 MW eólicos, 120,8 MW hídricos, 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	2015		3,9%
	2016		3,4%
Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		82,7	
Diesel US\$/Bbl (Quintero)		87,8	
Precios combustibles	GNL	San Isidro	6,0
	US\$/MMBtu	Nehuenco	0,0
	(CIF)	Nueva Renca (*)	6,0
Disponibilidad GNL	San Isidro		Limitada
	Nehuenco (Abr - Oct)		Limitada
	Nehuenco (Nov - Mar)		0
	Nueva Renca (*) (Abr - Oct)		Limitada
Nueva Renca (*) (Nov - Mar)		0	

(*): Nueva Renca se encuentra bajo un contrato de arrendamiento con Endesa.

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. %
Abr-2015 a Sep-2015	78,07	42,32	98,35	43,38
Oct-2015 a Mar-2016	50,11	23,43	62,30	32,51

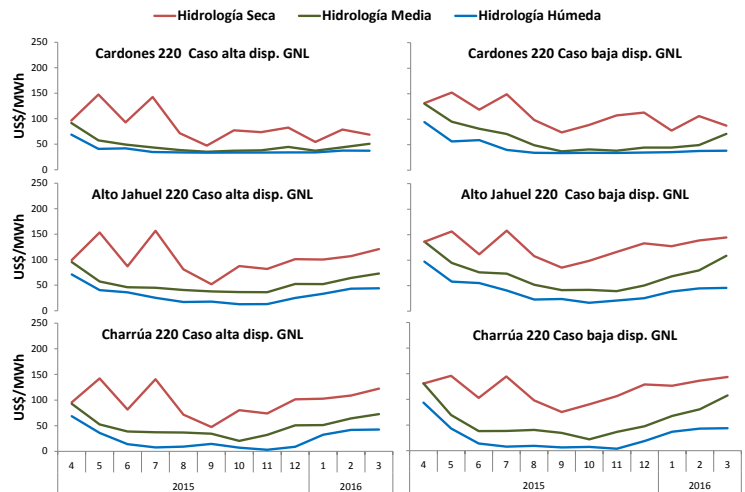


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

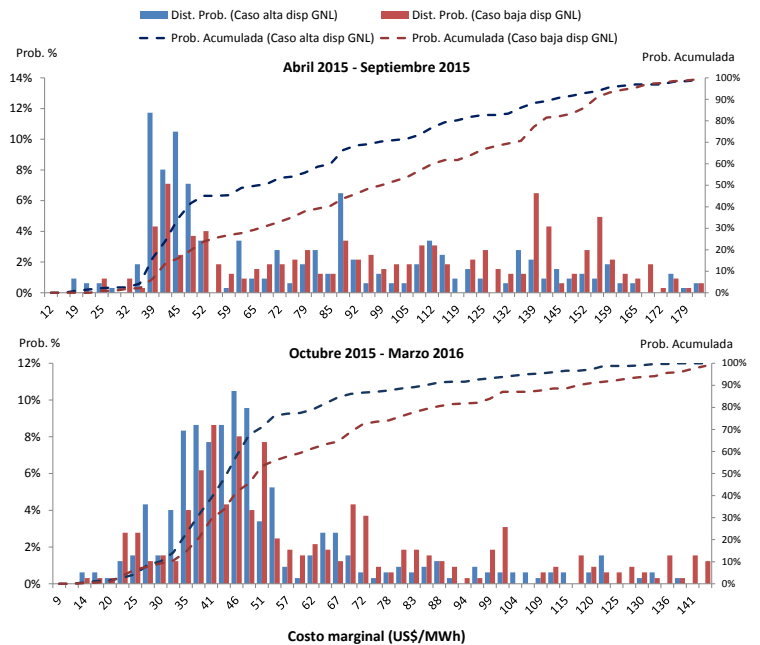


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

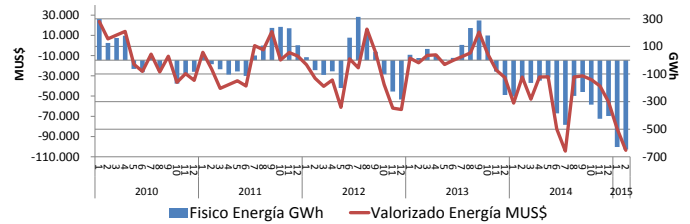
Análisis por empresa

En marzo, Endesa presentó un aumento de su generación GNL y Embalse, debido a la operación de las centrales San Isidro y Rapel respectivamente, además continúan sin operar las centrales a carbón Bocamina I y II. Por otra parte, la generación hidráulica de Colbún y Pehuenche disminuyó por menor disponibilidad de este recurso. En tanto, Aes Gener aumentó su generación GNL, de igual forma lo hizo Guacolda con su generación a carbón.

Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Feb 2015	Mar 2015	Mar 2014
Pasada	217	241	215
Embalse	265	390	381
Gas	0	0	0
GNL	456	583	547
Carbón	0	0	82
Diésel	1	0	2
Eólico	7	9	14
Total	945	1.223	1.242

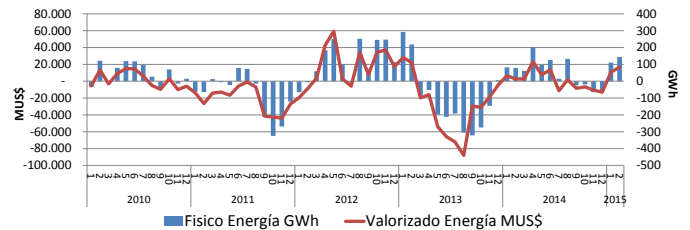
Costos Variables prom. Mar 2015 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	46,5
San Isidro GNL (prom. I y II)	71,7
Taltal Diesel	244,3
Transferencias de Energía Feb 2015	
Total Generación (GWh)	945
Total Retiros (GWh)	1.593
Transf. Físicas (GWh)	-647,8
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-103,6



Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Feb 2015	Mar 2015	Mar 2014
Pasada	121	136	123
Embalse	198	138	188
Gas	0	0	0
GNL	399	440	477
Carbón	246	272	260
Diesel	45	41	72
Eólico	0	0	0
Total	1.010	1.027	1.121

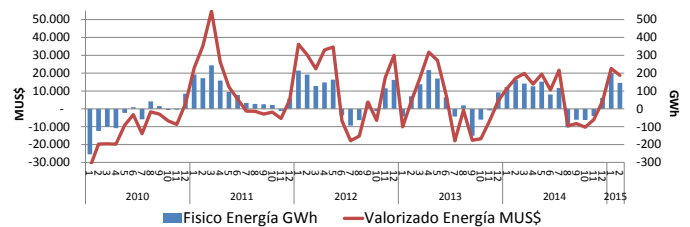
Costos Variables prom. Mar 2015 (US\$/MWh)	
Santa María	33,9
Nehuenco GNL (prom. I y II)	0
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	119,9
Transferencias de Energía Feb 2015	
Total Generación (GWh)	1.010
Total Retiros (GWh)	866
Transf. Físicas (GWh)	144
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	16,8



AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Feb 2015	Mar 2015	Mar 2014
Pasada	137	134	120
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	125	241	40
Carbón	460	515	466
Diesel	38	10	157
Eólico	0	0	0
Otro	5	5	5
Total	764	906	787

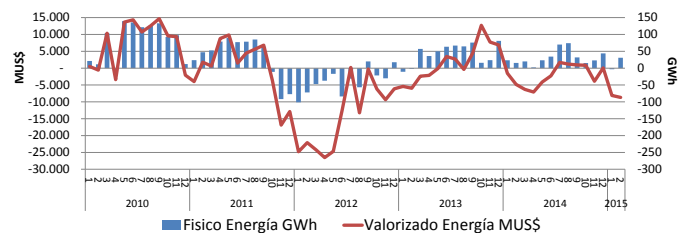
Costos Variables prom. Mar 2015 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	39,8
N. Ventanas y Campiche	37,2
Nueva Renca GNL	91,1
Transferencias de Energía Feb 2015	
Total Generación (GWh)	764
Total Retiros (GWh)	619
Transf. Físicas (GWh)	145,8
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	18,8



Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Feb 2015	Mar 2015	Mar 2014
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	380	411	446
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	380	411	446

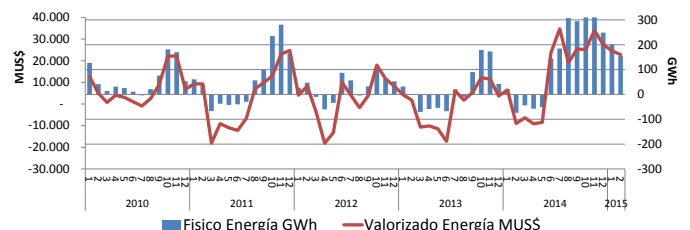
Costos Variables prom. Mar 2015 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	32,3
Guacolda III	28,6
Guacolda IV	31,8
Transferencias de Energía Feb 2015	
Total Generación (GWh)	380
Total Retiros (GWh)	349
Transf. Físicas (GWh)	31,0
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-8,7



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Feb 2015	Mar 2015	Mar 2014
Pasada	69	61	61
Embalse	108	109	92
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	177	170	154

Costos Variables prom. Mar 2015 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	
Transferencias de Energía Feb 2015	
Total Generación (GWh)	177
Total Retiros (GWh)	22
Transf. Físicas (GWh)	155
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	22,8



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

Durante marzo la operación del SING presentó un aumento en la participación de GNL de un 8% en febrero a 12% en marzo, debido a que finalizó el mantenimiento mayor de la unidad U16 (400 MW) de E-CL. Por otra parte, la participación de carbón disminuyó de un 82% a un 80% respecto al mes anterior, mientras el diésel disminuyó de 7% a 5% (ver Figura 7).

El precio del GNL declarado por la unidad CTM3 de E-CL fue de 5,2 US\$/MMBtu promedio en marzo. Al mismo tiempo, la unidad CTM3 arrendada por AES Gener operó con un costo declarado de GNL de 14,2 US\$/MMBtu. De este modo, el costo variable del GNL de E-CL se ubicó levemente por encima de los costos variables promedio del carbón (ver Figura 8).

Los costos marginales en marzo fueron marcados por el carbón en demanda baja, mientras que en demanda alta la tecnología marginal alternó entre GNL y diésel principalmente. El promedio mensual del costo marginal de marzo en la barra Crucero 220 fue de 48,5 US\$/MWh, lo cual representa una disminución de 2,2% respecto del mes de febrero (49,6 US\$/MWh), y una disminución de un 34% respecto a marzo de 2014 (73,3 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".

Debido al desastre natural ocurrido en la zona norte del SING a finales de marzo, se produjo una pérdida de carga en el sistema a partir del día 24, normalizándose la operación el día 29 de marzo aproximadamente (ver Figura 9).

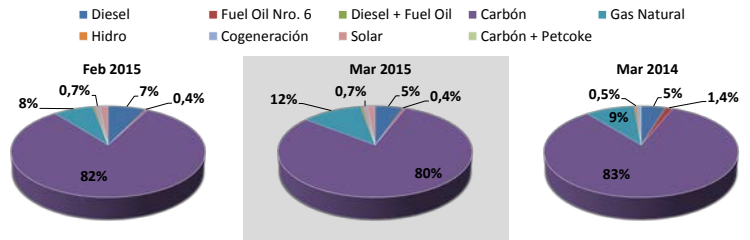


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

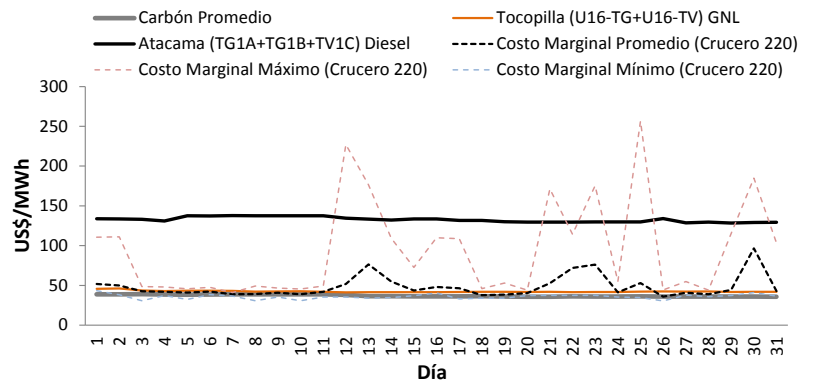


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de marzo (Fuente: CDEC-SING)

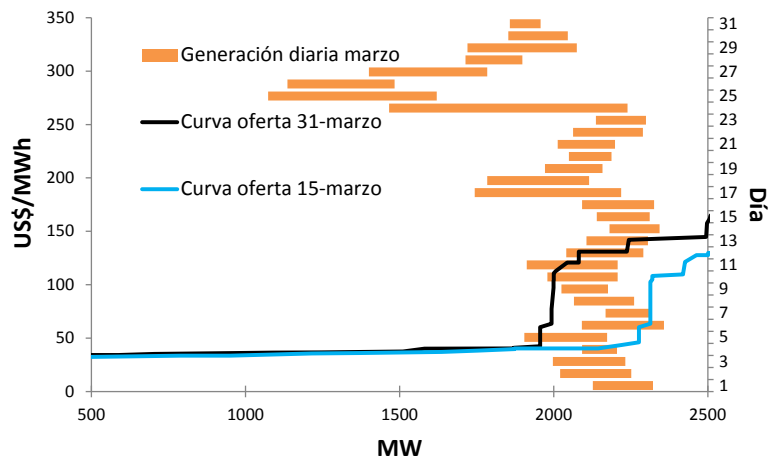


Figura 9: Generación diaria durante marzo y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

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 2015 se espera un crecimiento anual de la demanda eléctrica cercano al 14,6%, impulsado por la continuación de la toma de carga de proyectos importantes como Sierra Gorda (110 MW), y por la conexión de nuevos proyectos industriales como OGP1 (161 MW) y EWS (209 MW) de Minera Escondida, la Mina Antucoya (50 MW), entre otros. 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 96 MW, de los cuales 46 MW entrarían en la segunda mitad del 2015.

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

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2015	9,8%	14,8%	19,8%
	2016	2,3%	2,3%	2,3%
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl		79,9	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	83,2	
		Angamos	84,8	
		Tocopilla	83,3	
		Andina	77,6	
		Hornitos	82,0	
		Norgener	92,9	
Tarapacá	95,5			
GNL US\$/MMBTu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	4,8 - 10,1		
	Atacama	Sin GNL		
	Salta	No Considerado		
Disponibilidad GNL	U16	Limitada		
	CTM3	Sin GNL		
	Otros	Sin GNL		

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición de demanda baja el costo

marginal promedio anual alcanza los 52,0 US\$/MWh, en comparación a los 63,2 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta el costo marginal promedio anual podría alcanzar 84,8 US\$/MWh.

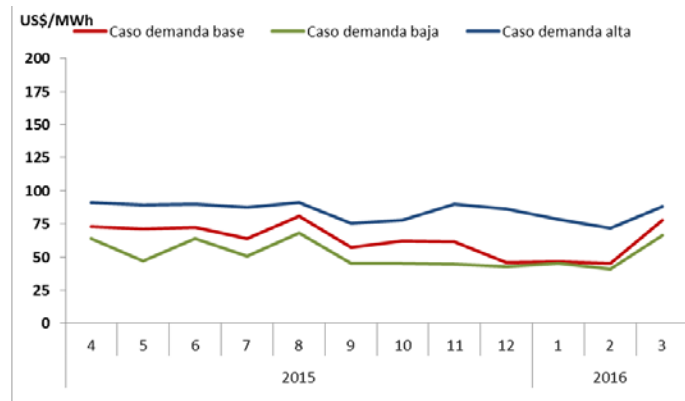


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Cruceiro 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

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 2015 publicado por el CDEC-SING, vigente desde el 1 de febrero. En este ámbito, la proyección efectuada presenta variaciones con respecto a la realizada en el mes anterior, donde destaca la mantención de la central CT Andina entre abril y mayo, así como las mantenciones de las centrales, Angamos II y la Unidad 13 de E-CL, en los meses de mayo y junio de 2015, particularmente importantes por ser unidades a carbón que generan en base en este sistema.

Por otra parte, en esta proyección se ha considerado una disponibilidad de GNL basada en la declarada por las empresas para el año 2015, 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.

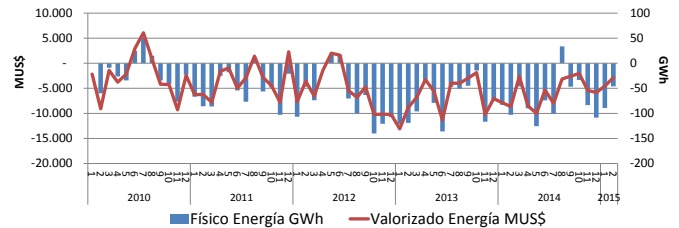
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de marzo, E-CL aumentó su generación GNL producto del fin del mantenimiento mayor de la unidad U16, asimismo aumentó su generación a carbón aunque en menor proporción que el GNL. Por su parte, AES Gener aumentó su generación a carbón, al igual que su generación GNL en este mes. Finalmente, Celta y GasAtacama continuaron su operación en base a carbón y diésel respectivamente.

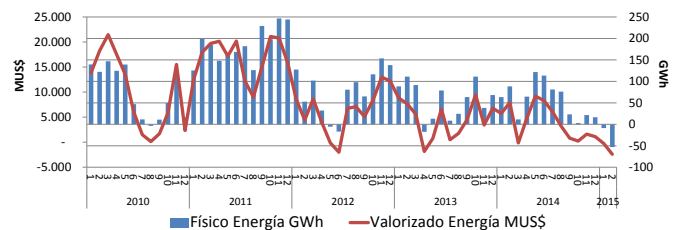
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2015 (US\$/MWh)	
	Feb 2015	Mar 2015	Mar 2014		
Diesel	2	3	3	Andina Carbón	37,4
Fuel Oil Nro. 6	5	6	21	Mejillones Carbón	36,7
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	42,4
Carbón	612	620	639		
Gas Natural	102	157	134	Transferencias de Energía Feb 2015	
Hidro	4	4	5	Total Generación (GWh)	725
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	771
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-46,0
Total	725	790	801	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-2.858



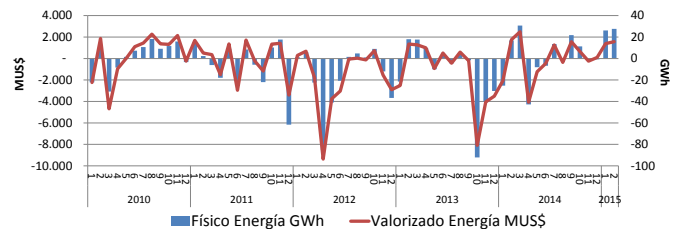
AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2015 (US\$/MWh)	
	Feb 2015	Mar 2015	Mar 2014		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	41,5
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	32,0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Mejillones GNL (CTM3 Norgener)	114,5
Carbón	449	492	490		
Gas Natural	7	16	6	Transferencias de Energía Feb 2015	
Hidro	0	0	0	Total Generación (GWh)	457
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	510
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-53,0
Total	457	508	496	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-2.423



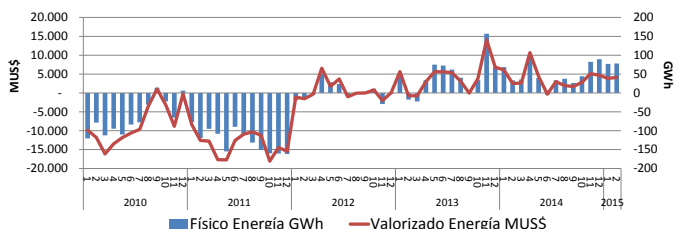
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2015 (US\$/MWh)	
	Feb 2015	Mar 2015	Mar 2014		
Diesel	0,4	0,5	0,3	Tarapacá Carbón	32,3
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Feb 2015	
Carbón	93	71	102	Total Generación (GWh)	94
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	66
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	27,6
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.568
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	94	71	102		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Mar 2015 (US\$/MWh)	
	Feb 2015	Mar 2015	Mar 2014		
Diesel	99	75	64	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	132,7
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Feb 2015	
Carbón	0	0	0	Total Generación (GWh)	99,3
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	21,3
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	78,0
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	4.142
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	99	75	64		



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a marzo de 2015, es de 86,25 US\$/MWh para el SIC y 97,32 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 mayo de 2014.

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	84,7	17.527
COLBÚN	85,4	6.932
AES GENER	83,5	5.529
GUACOLDA	73,7	900
CAMPANARIO	112,2	990
M. REDONDO	106,9	303
D. ALMAGRO	109,6	220
PUYEHUE	95,4	165
PANGUIPULLI	124,4	506
PUNTILLA	113,1	83
Precio Medio de Licitación SIC	86,25	
SING		
E-CL	97,3	2.365
Precio Medio de Licitación SING	97,32	

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	70,9	13.533
Chilquinta	92,1	3.137
EMEL	87,3	2.522
CGED	108,4	9.123
SAESA	82,9	4.838
Precio Medio de Licitación SIC	86,25	
SING		
EMEL-SING	97,3	2.365
Precio Medio de Licitación SING	97,32	

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de febrero de 2015, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.260 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 183 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante febrero fue igual a 379 GWh, es decir, supera en un 107% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de febrero, la mayor parte fue generada por centrales biomasa (27,2%), seguidas por centrales solares (26,7%) y eólicas (25,5%). Finalmente, la menor generación fue de centrales hidráulicas con un 20,6% de la energía ERNC.

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 febrero, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

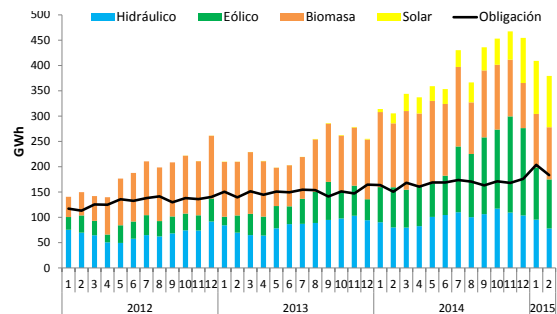


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

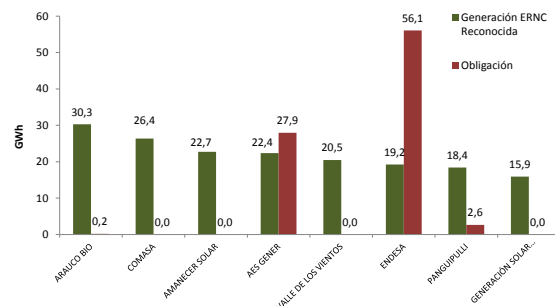


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, febrero de 2015 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Proceso de Licitaciones 2015

El día 9 de abril se publicó el informe final de licitaciones de suministro para clientes regulados, emitido por la CNE. Este incluye el análisis de las proyecciones de demanda de las concesionarias, situación esperada de la oferta de energía, y condiciones especiales de la licitación ([ver más](#)).

Franquicia tributaria respecto de sistemas solares térmicos

En primer trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que busca modificar la ley N° 20.365, con el fin de ampliar la aplicación de la franquicia tributaria relativa a la instalación de sistemas solares térmicos ([ver más](#)).

Regulación de la distribución de gas de red

En primer trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que "Modifica la ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica" ([ver más](#)).

Ministro Pacheco adelanta un único CDEC a partir de interconexión SIC-SING ([ver más](#))

En el presente mes de abril se firmará un decreto en el cual se aprueba la interconexión del Sistema Interconectado Central (SIC) con el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) lo que significará un solo CDEC.

SEA publicó la Resolución de Calificación Ambiental de Bocamina II ([ver más](#))

El día 7 de abril el Servicio de Evaluación Ambiental publicó la RCA de Bocamina II, luego que el 16 de marzo de este año la Comisión de Evaluación Ambiental del Biobío aprobara el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto de optimización de la planta.

Estudio de Universidad de Chile estima que manejo de contratos de GNL por parte de CNE bajaría 16% el costo del sistema ([ver más](#))

El informe encargado por la CNE sostiene que mediante un mecanismo de licitaciones públicas de contratos take or pay (a todo evento) de GNL, los costos totales del sistema podrían bajar un 16% (unos US\$ 78 millones anuales).

Filiales CGE demandan a generadoras y abren flanco en retraso de decretos ([ver más](#))

Generadoras y distribuidoras se encuentran enfrentadas por la ejecución de los decretos de subtransmisión, correspondiente al segundo proceso de fijación de esta componente.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 7.015 MW, con una inversión de MMUS\$ 14.491. En el último mes se aprobaron ambientalmente dos nuevos proyectos de generación: "Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad" (20 MW) y "Central de Generación Eléctrica El Molle" (8 MW), ubicados en la octava y quinta región respectivamente.

Además, ingresaron a evaluación ambiental dos nuevos proyectos: Planta Fotovoltaica Cachiyuyo (50 MW) en la tercera región, y Planta Fotovoltaica Berlino (9 MW) en la sexta región.

En el SING, los proyectos en calificación suman 3.454 MW, con una inversión de MMUS\$ 6.423. En el último mes se aprobó la "Planta Solar San Pedro II S.A." de 38,5 MW ubicado en la segunda región.

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	1.811	3.556	4.856	10.142
Hidráulica	815	1.628	3.074	4.927
Solar	2.972	7.396	4.114	9.457
Gas Natural	1.310	1.648	957	617
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	14	3	1.764	5.528
Biomasa/Biogás	92	260	384	744
Carbón	0	0	5.236	10.031
TOTAL	7.015	14.491	20.455	41.776

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	1.864	4.738	6.019	19.974
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
TOTAL	3.454	6.423	11.635	29.553

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

abril2015



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

reporte@system.cl

www.system.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Subgerente de Mercado
Eléctrico y Regulación

plecaros@system.cl

Pablo Jiménez P. | Líder de Proyectos

pjimenez@system.cl

Iván Chaparro U. | Ingeniero de Proyectos

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.