

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Junio 2016

[Volumen 9, número 6]

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

Regulación y futuro del GNL

Recientemente la CNE publicó el borrador de la Norma Técnica para la planificación y programación de la operación de las unidades que utilicen GNL. Ésta busca incorporar en la operación una modelación eficiente de las restricciones del precio y disponibilidad del GNL, abordando los efectos del suministro bajo modalidad take or pay. La regulación de estos aspectos representa un avance importante desde el año 2011, cuando el Panel de Expertos resolvió que las empresas debían informar la modalidad de contratos take or pay para la determinación del despacho por parte del CDEC.

Es común que los suministradores de GNL incluyan una cláusula de take or pay en sus contratos, condicionando así mejores precios. Esta cláusula obliga al comprador al pago de una cantidad mínima (60%-95%)¹ del GNL contratado, independientemente de si éste es requerido o no. Esto supone un gran desafío para la coordinación eficiente del suministro de GNL particularmente en el mercado hidrotérmico chileno, donde el despacho de una central no depende de la decisión del propietario sino de un ejercicio centralizado de minimización del costo de operación, muy dependiente de las hidrologías. Considerando condiciones de flexibilidad limitada, debido a una capacidad de almacenamiento restringida y mercados secundarios poco desarrollados, el comprador de GNL enfrenta un riesgo asociado al desfase entre la elaboración del programa de envíos y el despacho final de la unidad. En consecuencia, las empresas generadoras enfrentan dificultades para gestionar en forma eficiente la disponibilidad de GNL, llevándolas, en algunos casos, a situaciones de declaración de costos variables altamente fluctuantes. En este contexto, no es de extrañar una baja contratación de suministro de GNL, observándose casos de centrales que sostenidamente se declaran sin disponibilidad de GNL.

Por su parte, el Gobierno ha planteado su intención de asegurar una mayor participación del GNL en la matriz energética nacional, planteándose objetivos a corto, mediano y largo plazo.

Objetivos a corto plazo

En particular, la Agenda de Energía establece como meta de corto plazo maximizar el uso de la infraestructura asociada a GNL, centrándose en la optimización del uso de los terminales de regasificación y la programación de las centrales generadoras. Un paso fundamental para lograr este objetivo es la reciente publicación del borrador de la Norma Técnica mencionada. Ésta es el fruto del trabajo del grupo liderado por la CNE para la Modelación de Restricciones en el Modelamiento GNL. Se debe destacar que, para efectos de despacho, la propuesta formaliza la práctica de mercado utilizada hasta hoy por los CDEC's, permitiendo forzar el despacho del gas que se encuentra bajo modalidad take or pay.

También se plantean en el documento una serie de puntos novedosos, dentro de los cuales se encuentra la obligatoriedad de entregar al Coordinador (actual CDEC) la información contractual del suministro con el propósito de considerar estas condiciones en la planificación de la operación. También se deberá entregar la información sobre la capacidad de regasificación contratada pero no utilizada, apuntando a realizar un manejo más eficiente de los terminales. Por otra parte, se define una "ventana de información" vinculante, que limita las modificaciones en la información de precios, disponibilidad y tipo de suministro presentada por las empresas

generadoras durante un plazo móvil de 6 meses. Adicionalmente, se define un método para el cálculo del costo variable del gas, que diferencia los costos variables asociados a cada embarque.

Sin embargo, algunas de las propuestas han suscitado inquietud en algunos sectores, por implicar la publicación de información sensible de los acuerdos comerciales y por las posibles implicancias de la modelación de condiciones contractuales, que podrían restringir la libertad de decisión de los actores del negocio.

Por otro lado, los acuerdos recientes de exportación de GNL a Argentina han ampliado los posibles mercados secundarios, proporcionando mayor flexibilidad frente al take or pay. Este tema también ha sido abordado en la propuesta de Norma, tanto como parte de los requerimientos de información como al establecer que es el Coordinador quien debe autorizar el cambio en la disponibilidad declarada en la ventana de información, siempre y cuando éste no afecte negativamente el costo de operación ni la seguridad del sistema.

Objetivos a mediano-largo plazo

En el mediano/largo plazo, la Agenda de Energía propone aumentar la capacidad instalada de centrales de ciclo combinado (CC). El Gobierno ya ha iniciado acciones en esta línea, fundamentalmente a través de ENAP, buscando la entrada de nuevos agentes al mercado, materializándose a fines del 2015 un acuerdo entre ENAP y Mitsui para el desarrollo de nuevos proyectos de generación que operarán con GNL. Esto se inserta en acciones del Gobierno que buscan disminuir los precios resultantes de las licitaciones de suministro a clientes regulados de las empresas distribuidoras. Un objetivo de la Agenda era bajar en un 25% los precios observados en el 2013 (128,2 USD/MWh). Los precios observados en la última licitación (precio promedio de 79,3 USD/MWh) y las expectativas de mayor competencia en la próxima licitación, plantean importantes desafíos a las centrales CC. Se requerirá que éstas presenten propuestas que compitan con otras fuentes económicas de generación, considerando una significativa reducción de los precios de gas observados actualmente en el sector.

Al mismo tiempo, los planes de expansión futura suponen una mayor penetración de fuentes ERNC, lo que plantea desafíos técnicos para la seguridad del sistema. Las centrales CC se presentan como una opción interesante para respaldar una generación variable debido a su capacidad de ciclar y sus tasas de tomas de carga mayores a otras térmicas convencionales.

A nivel internacional se espera una mayor competitividad del GNL propiciada por nueva infraestructura, como la entrada en operación de terminales de licuefacción en EEUU y la futura ampliación del canal de Panamá; un aumento en la oferta por la explotación de fuentes alternativas de GNL (shale gas); y cambios en el desarrollo de negocios de agentes importantes, como Enel y Engie, con miras a dejar el carbón.

En resumen, el borrador de la Norma publicado por la CNE ha buscado potenciar la gestión de la infraestructura asociada al GNL existente, abordando el tratamiento del suministro take or pay. Preguntas centrales son cómo esta propuesta de Norma de uso de GNL condicionará el desarrollo de nuevos proyectos de generación con ese combustible y cuán competitivas serán las ofertas de precios de generación GNL en la próxima licitación.

¹ DICTUC, "Análisis de la estructura de costos del GNL regasificado", CNE, 2011.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de mayo la operación del SIC se caracterizó por una participación hidráulica de un 34%, lo cual es similar al mes anterior. Por otra parte, la participación GNL se redujo en un 1%, mientras el carbón aumentó hasta un 35% (ver Figura 1). La menor disponibilidad de GNL y energía eólica produjo un aumento de la generación en base a carbón.

Durante el mes de mayo estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Pangue U-2 (227 MW), Antuco U-1 (161 MW) y Las Higueras U-1 y U-2 (77 MW c/u), entre otras.

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 49% del promedio mensual histórico de mayo (ver Figura 2). En lo que va del año hidrológico 2016/2017 (abril y mayo de 2016), el nivel de excedencia observado es igual a 73%, es decir, se ubica entre el 27% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Durante mayo la operación de los ciclos combinados se dio de forma constante, con la excepción de la primera unidad de la central San Isidro, que comenzó a operar con GNL el día 26. La segunda unidad operó con GNL, a un precio promedio declarado de 5,07 US\$/MMBtu. Mientras que Nehuenco declaró un costo variable nulo. En tanto, la central Nueva Renca, operó con GNL declarando un precio de 6,84 US\$/MMBtu promedio del mes.

En mayo de 2016 el costo marginal del SIC promedió 43,6 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 74% menor respecto al mes de mayo de 2015 (169,3 US\$/MWh), y 17% menor respecto a abril de 2016 (52,5 US\$/MWh).

Los costos marginales en demanda baja estuvieron determinados principalmente por el carbón y GNL. Mientras que en demanda alta estuvieron marcados por el valor del agua y el diesel (Figura 3).

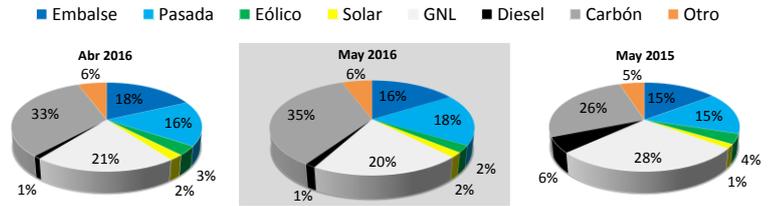


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

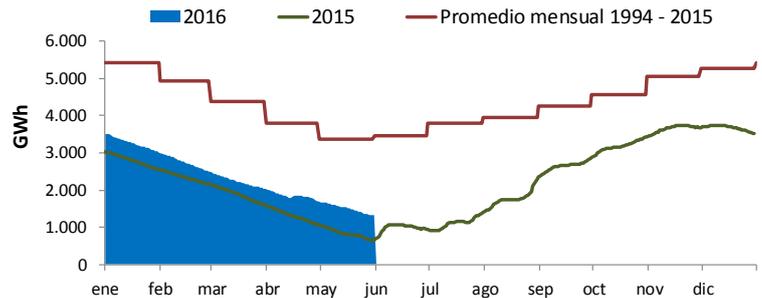


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC)

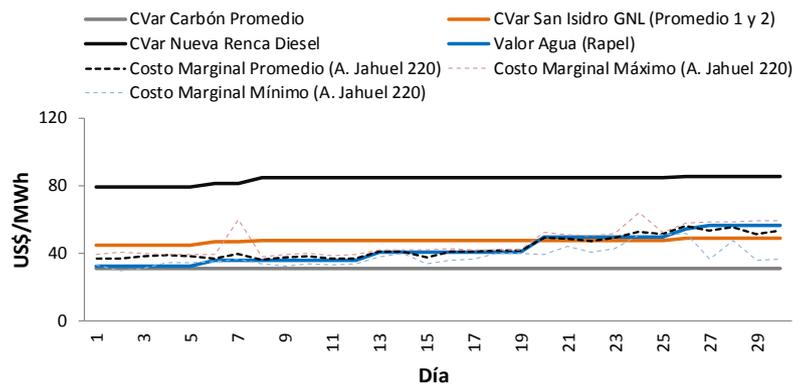


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo (Fuente: CDEC-SIC)

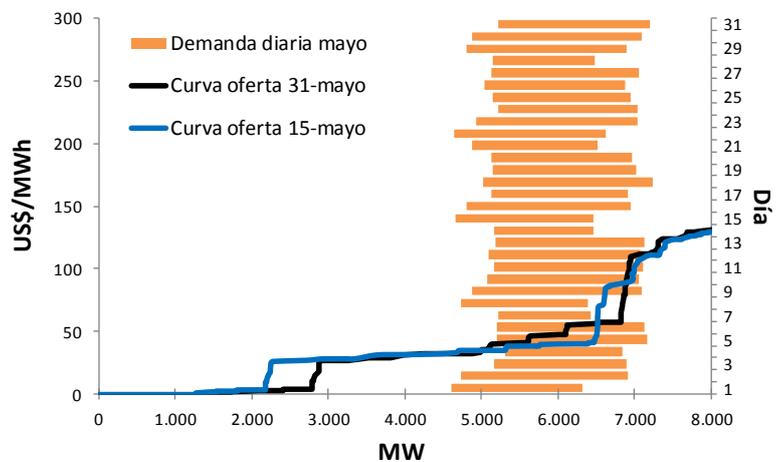


Figura 4: Demanda diaria durante mayo y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: System)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección System de costos marginales a 12 meses

De acuerdo a la última información publicada se considera a la central San Isidro con capacidad de generación limitada durante el periodo junio-diciembre de 2016. Para la central Nueva Renca, de AES Gener, se ha considerado el contrato de abastecimiento con ENAP entre junio y julio de 2016. Nehuenco se considera con disponibilidad de GNL limitada desde junio a septiembre 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, 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 System (Fuente: System)

Supuestos SIC		Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL
Crecimiento demanda	2016	1,75%	
	2017	2,50%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		69,5
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		59,3
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	(1) San Isidro Nehuenco Nueva Renca	5,20 0,0 11,5
Disponibilidad GNL	San Isidro (Jun16 - Dic16)		Limitada
	San Isidro (Ene17 - May17)		Limitada
	(2) Nueva Renca (Jun16)		Completa
	Nueva Renca (Jul16)		Limitada
	Nueva Renca (Ago16 - May17)		0
	Nehuenco (Jun16 - Sep16)		Limitada
Nehuenco (Ene17 - May17)		Limitada	

(1): Precio promedio declarado para el mes de Junio.
(2): Contrato de abastecimiento de GNL con ENAP.

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

	Caso Alta disp. GNL		Caso Baja disp. GNL	
	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
Jun-2016 a Dic-2016	43,31	27,15	49,98	31,50
Ene-2017 a May-2017	44,30	19,23	54,57	26,07

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 567 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 340 MW son solares, 112 MW eólicos, 79 MW hídricos, y 36 MW térmicos.

Cabe destacar que parte importante de los proyectos de generación han atrasado su fecha de entrada en uno o dos meses con respecto a las fechas informadas en el mes anterior.

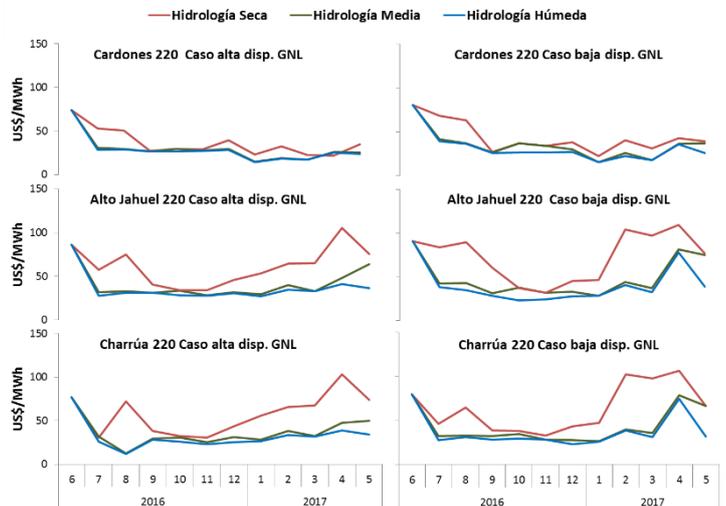


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: System)

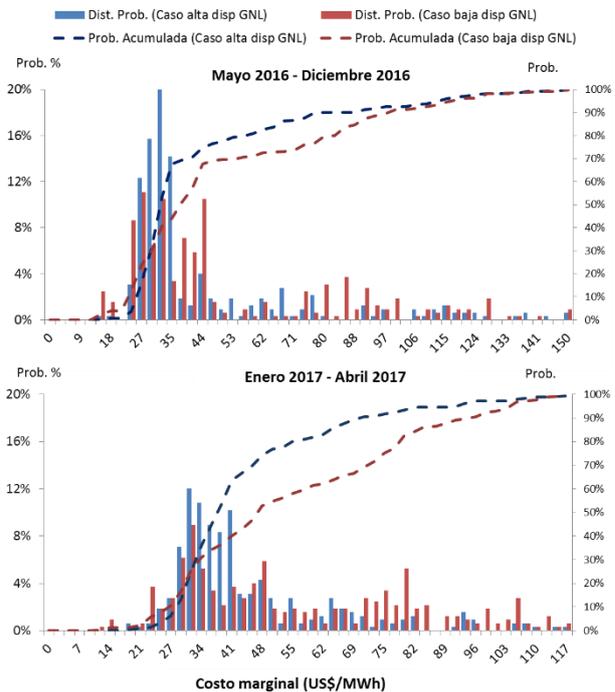


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: System)

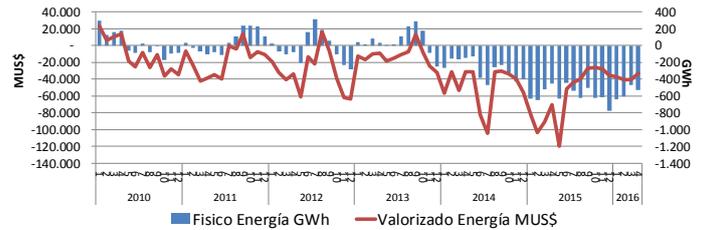
Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

En mayo, Endesa presentó una disminución de su generación GNL e hidráulica. Contrario a Colbún, la cual aumentó su generación en todas sus fuentes. Por su parte, Gener mantuvo su generación hidráulica y aumentó la generación a carbón y GNL. Mientras que Guacolda aumentó su generación a carbón. Finalmente, Pehuenche aumentó su generación hidráulica.

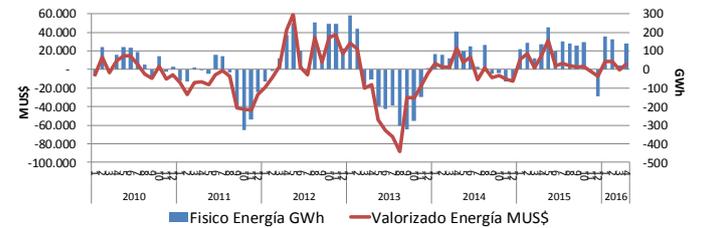
Endesa

Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. May 2016 (US\$/MWh)	
Abr 2016	May 2016	May 2015		
Pasada	199	203	Bocamina (prom. I y II)	33,9
Embalse	378	275	San Isidro GNL (prom. I y II)	47,0
Gas	0	0	Taltal Diesel	244,3
GNL	351	242	Transferencias de Energía Abr 2016	
Carbón	275	281	Total Generación (GWh)	1.212
Diésel	0	1	Total Retiros (GWh)	1.739
Eólico	8	5	Transf. Físicas (GWh)	-527,4
Total	1.212	1.007	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-32,6



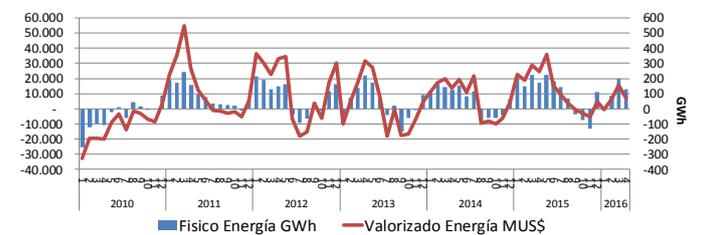
Colbún

Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. May 2016 (US\$/MWh)	
Abr 2016	May 2016	May 2015		
Pasada	160	193	Santa María	27,2
Embalse	268	310	Nehuenco GNL (prom. I y II)	3
Gas	0	0	Nehuenco Diesel (prom. I y II)	112,4
GNL	372	446	Transferencias de Energía Abr 2016	
Carbón	212	261	Total Generación (GWh)	1.014
Diésel	2	6	Total Retiros (GWh)	873
Eólico	0	0	Transf. Físicas (GWh)	141
Total	1.014	1.215	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	5,2



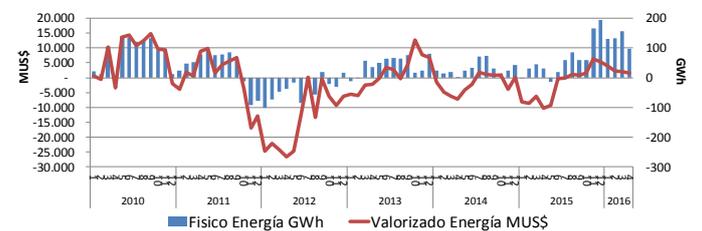
AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. May 2016 (US\$/MWh)	
Abr 2016	May 2016	May 2015		
Pasada	98	97	Ventanas prom. (prom. I y II)	32,7
Embalse	0	0	N. Ventanas y Campiche	32,3
Gas	0	0	Nueva Renca GNL	9,8
GNL	174	226	Transferencias de Energía Abr 2016	
Carbón	509	581	Total Generación (GWh)	785
Diésel	1	0	Total Retiros (GWh)	657
Eólico	0	0	Transf. Físicas (GWh)	127,9
Otro	3	2	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	7,1
Total	785	906		



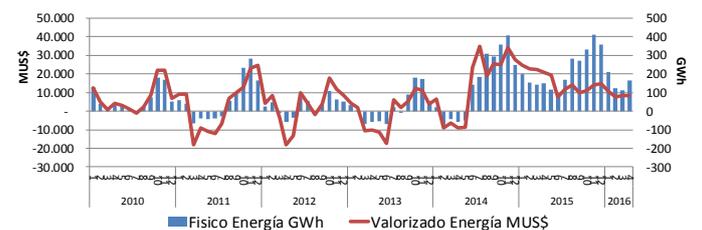
Guacolda

Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. May 2016 (US\$/MWh)	
Abr 2016	May 2016	May 2015		
Pasada	0	0	Guacolda I y II	28,5
Embalse	0	0	Guacolda III	27,6
Gas	0	0	Guacolda IV	28,6
GNL	0	0	Transferencias de Energía Abr 2016	
Carbón	410	463	Total Generación (GWh)	410
Diésel	0	0	Total Retiros (GWh)	312
Eólico	0	0	Transf. Físicas (GWh)	98,0
Total	410	463	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1,6



Pehuenche

Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. May 2016 (US\$/MWh)	
Abr 2016	May 2016	May 2015		
Pasada	56	49	Sólo centrales hidráulicas	
Embalse	134	145	Transferencias de Energía Abr 2016	
Gas	0	0	Total Generación (GWh)	189
GNL	0	0	Total Retiros (GWh)	26
Carbón	0	0	Transf. Físicas (GWh)	163
Diésel	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	8,5
Eólico	0	0		
Total	189	194		



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de mayo estuvo marcada por el aumento en un 5% en la generación diésel, mientras que disminuyó en un 1% la participación GNL, ambos respecto al mes anterior. Por su parte, la generación a carbón disminuyó en un 3% (ver Figura 7).

Durante mayo estuvieron en mantenimiento mayor las unidades CTTAR de la central Termoeléctrica Tarapacá (Celta 158 MW) y CTM1 de la central Termoeléctrica Mejillones (E-CL 166 MW).

El precio del GNL declarado por la unidad Tocopilla y Mejillones de E-CL fue de 4 US\$/MMBtu promedio en mayo. De este modo, durante todo mes el costo variable del GNL de E-CL se ubicó a la par con los costos variables promedio del carbón (ver Figura 8).

Los costos marginales de mayo en demanda baja fueron marcados por el carbón, mientras que en demanda alta el costo marginal estuvo marcado por la tecnología diésel (ver Figura 8).

El promedio mensual del costo marginal de mayo en la barra Crucero 220 fue de 74,7 US\$/MWh, lo cual representa un aumento del 42,7% respecto del mes de abril de 2016 (52,3 US\$/MWh), y un aumento de un 61% respecto a mayo de 2015 (46,4 US\$/MWh).

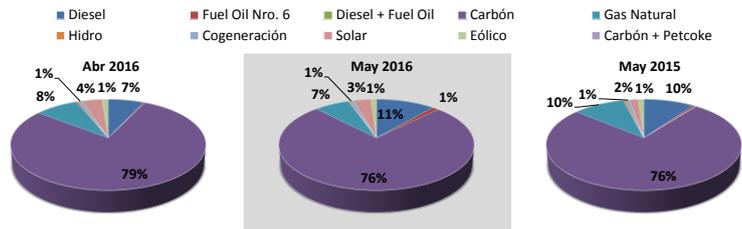


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

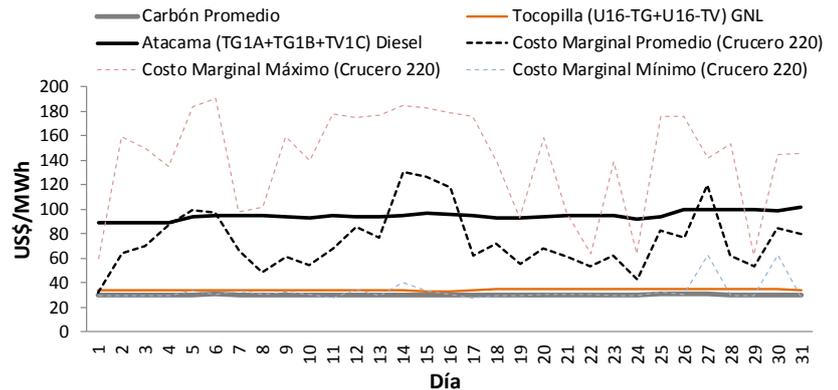


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de mayo (Fuente: CDEC-SING)

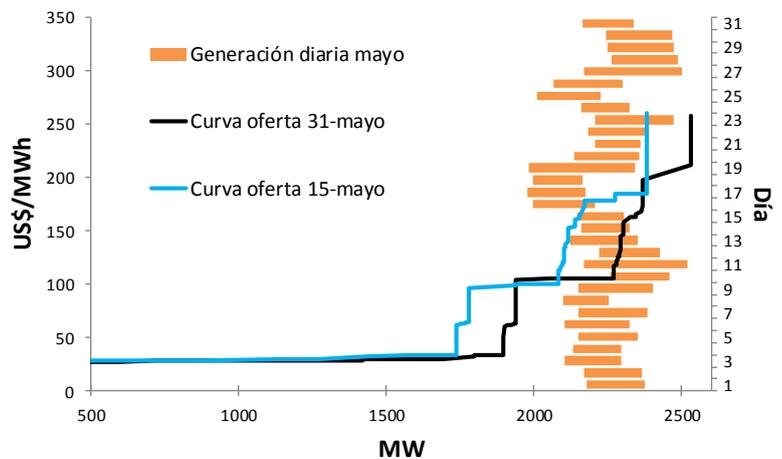


Figura 9: Generación diaria durante mayo y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Considerando la última información publicada por el CDEC-SING y lo informado por los grandes consumidores del SING, se espera que la demanda eléctrica para el 2016 crezca cerca de un 12,3% con respecto al año anterior. No obstante, 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	5,9%	9,6%	13,4%
	2017	5,0%	6,8%	8,4%
Combustible	Diesel Mejillones US\$/Bbl		58,5	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	62,7	
		Angamos	57,6	
		Tocopilla	57,1	
		Andina	50,3	
		Hornitos	63,7	
		Norgener	65,2	
Tarapacá	57,5			
Disponibilidad GNL	GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla		3,1-11,5
	U16 CTM3 Otros			Limitada Sin GNL 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 484 MW solares y 806 MW térmicos. En julio del presente año entraría Kelar (CC-GNL, 540 MW), mientras que en octubre Cochrane II (carbón, 266 MW).

Considerado el escenario de demanda base, se proyecta un costo marginal promedio en la ventana de 12 meses de 55,6 US\$/MWh. Para los escenarios de baja demanda y alta demanda

los costos proyectados alcanzan los valores de 51,8 US\$/MWh y 61,6 US\$/MWh respectivamente.

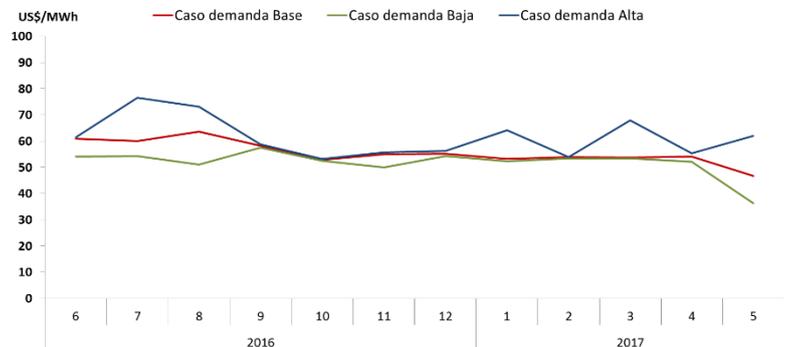


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

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 proyectado en el mes de junio de 2016 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.

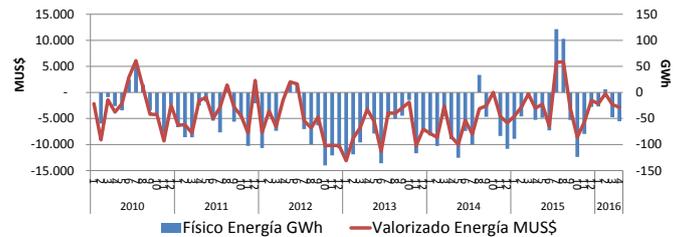
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de mayo, E-CL disminuyó su participación GNL y carbón, reduciendo la energía total generada respecto al mes anterior. Por su parte, AES Gener aumentó su generación en base a carbón. Celta no operó con carbón este mes debido al mantenimiento mayor de su unidad. Y finalmente, GasAtacama aumentó su operación diésel este mes.

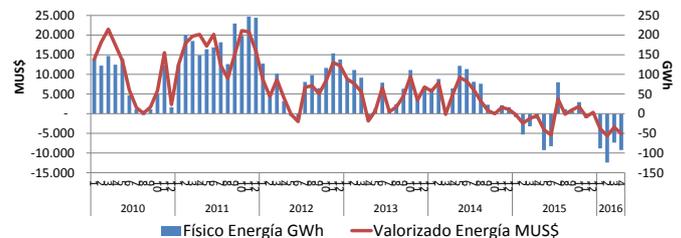
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. May 2016 (US\$/MWh)	
	Abr 2016	May 2016	May 2015		
Diesel	2	5	2	Andina Carbón	27,0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	8	Mejillones Carbón	30,2
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	34,0
Carbón	615	600	618	Transferencias de Energía Abr 2016	
Gas Natural	122	101	136	Total Generación (GWh)	742
Hidro	3	2	3	Total Retiros (GWh)	797
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-55,3
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-2.852
Total	742	708	768		



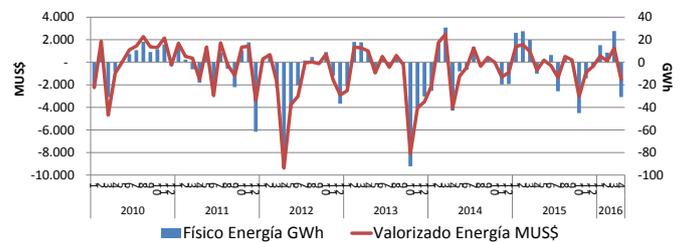
AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. May 2016 (US\$/MWh)	
	Abr 2016	May 2016	May 2015		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	29,5
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	29,6
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Abr 2016	
Carbón	510	566	477	Total Generación (GWh)	510
Gas Natural	0	0	21	Total Retiros (GWh)	602
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-92,2
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-5,077
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	510	566	498		



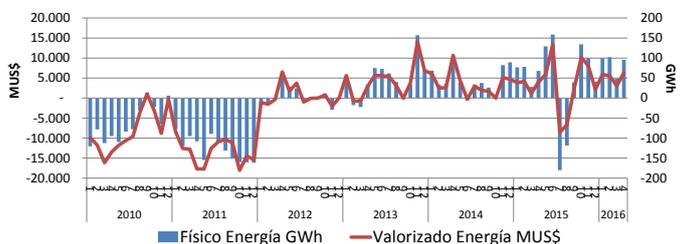
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. May 2016 (US\$/MWh)	
	Abr 2016	May 2016	May 2015		
Diesel	0,3	1,5	0,4	Tarapacá Carbón	29,4
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Abr 2016	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	28
Carbón	28	0	98	Total Retiros (GWh)	59
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-30,9
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-1.543
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	28	1	99		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. May 2016 (US\$/MWh)	
	Abr 2016	May 2016	May 2015		
Diesel	103	179	150	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	94,7
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Abr 2016	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	111,4
Carbón	0	0	0	Total Retiros (GWh)	15,8
Gas Natural	8	11	0	Transf. Físicas (GWh)	95,5
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	6.309
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	111	190	150		



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a abril de 2016, es de 79,9 US\$/MWh para el SIC y 71,8 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 y EMEL acceden 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 marzo de 2016.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de abril de 2016, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.920 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 240 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante abril fue igual a 537 GWh, es decir, superó en un 123% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de abril, la mayor parte fue generada por centrales eólicas (30,6%), seguidas por biomasa (25,8%) y centrales solares (25,1%). Finalmente, la menor generación fue de centrales hidráulicas con un 18,6% 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 abril, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	76,9	19.020
COLBÚN	80,0	6.932
AES GENER	76,9	5.446
CAMPANARIO	112,4	990
GUACOLDA	65,5	900
PANGUIPULLI	123,2	565
M. REDONDO	107,0	303
D. ALMAGRO	109,8	220
CHUNGUNGO	90,4	190
PUYEHUE	95,5	165
PUNTILLA	113,3	83
ERNC-1	115,1	60
C. EL MORADO	118,4	40
CAREN	112,9	25
SPV P4	99,8	20
Precio Medio de Licitación SIC	79,9	
SING		
E-CL	71,8	2.530
Precio Medio de Licitación SING	71,8	

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	67,2	14.184
Chilquinta	90,1	3.473
EMEL	71,0	2.445
CGED	102,5	10.115
SAESA	66,4	4.742
Precio Medio de Licitación SIC	79,9	
SING		
EMEL-SING	71,8	2.530
Precio Medio de Licitación SING	71,8	

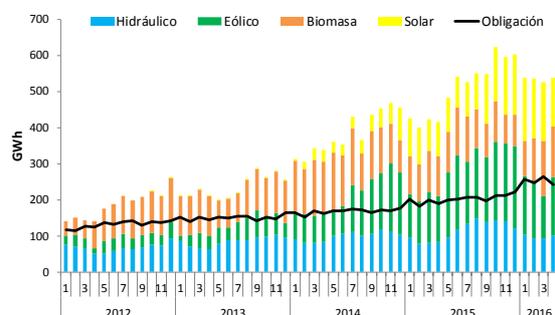


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

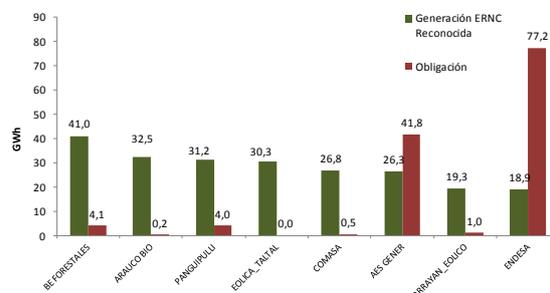


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, abril de 2016 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Regulación de la distribución de gas de red

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 [\(ver más\)](#) [\(ver más\)](#).

Equidad tarifaria y reconocimiento a comunas generadoras

El 15 de junio se promulgó el proyecto de ley que "Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, para introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas". La ley introduce mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas y establecer un descuento en los precios de las cuentas de luz en las comunas intensivas en generación eléctrica [\(ver más\)](#) [\(ver más\)](#).

Nueva ley de transmisión y organismo coordinador (CDEC)

El 16 de junio pasó a tercer trámite constitucional, así la cámara de diputados deberá discutir las modificaciones realizadas en el Senado. Este proyecto de ley busca crear un nuevo coordinador del sistema y modificar las metodologías actuales de tarificación del sistema de transmisión [\(ver más\)](#) [\(ver más\)](#).

Nuevo Gobierno Corporativo de Empresa Nacional del Petróleo

En primer trámite constitucional se encuentra 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 [\(ver más\)](#) [\(ver más\)](#).

Chile inició envíos de gas natural a Argentina desde la zona central [\(ver más\)](#)

El despacho se realizará a través del gasoducto GasAndes y considera un volumen total de 3 millones de metros cúbicos diarios.

Generación hidroeléctrica vuelve a crecer en Región del Biobío [\(ver más\)](#)

Se inauguró la primera central en el río Itata, y hay otros nueve proyectos en construcción en la zona, que inyectarán 190 MW al Sistema Interconectado Central.

Endesa Chile vende su participación en GNL Quintero [\(ver más\)](#)

La compra, por US\$200 millones, es realizada por la empresa Enagás Chile, filial de Enagás.

Enap suspenderá la tramitación ambiental del proyecto eléctrico Nueva Era en Concón [\(ver más\)](#)

Enap ingresará una solicitud para suspender el proceso de tramitación ambiental del proyecto de ciclo combinado a gas Nueva Era (510 MW), ubicado en Concón. La empresa busca extender el plazo para responder a las observaciones del sistema de evaluación ambiental.

Costos marginales de energía se disparan por generación a diésel y detención de centrales [\(ver más\)](#)

Escasez de lluvias en el sur y aumento de la demanda influyen en el incremento. Algunos critican los envíos de gas hacia Argentina, pero otros desestiman un efecto.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 8.650 MW, con una inversión de MMUS\$ 15.647. En el último mes se aprobó un proyecto de 14 MW, la Modificación de la Planta de Respaldo Eléctrico en el Sector Degan. Por su parte, ingresaron a evaluación ambiental 3 nuevos proyectos que totalizan 674 MW, entre ellos la central de ciclo combinado Tierra Noble (600 MW).

En el SING, los proyectos en calificación suman 4.782 MW, con una inversión de MMUS\$ 17.010 mientras que los proyectos aprobados totalizan 13.995 MW con una inversión de MMUS\$ 35.556. En el último mes ingresó al sistema de evaluación el proyecto Andes Green Energy (1.100 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	1.777	3.562	6.150	12.720
Hidráulica	303	780	3.334	5.620
Solar	3.458	8.017	5.663	14.200
Gas Natural	2.489	2.783	964	621
Geotérmica	0	0	70	330
Diésel	523	293	1.779	5.531
Biomasa/Biogás	50	130	426	874
Carbón	50	82	5.236	10.031
TOTAL	8.650	15.647	23.622	49.928

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	3.492	15.710	8.039	25.592
GNL	1.290	1.300	1.300	1.158
Eólico	0	0	2.074	4.099
Carbón	0	0	1.770	3.500
Diésel	0	0	207	340
Fuel-Oil Nº 6	0	0	216	302
Geotérmica	0	0	50	180
Hidráulica	0	0	300	385
TOTAL	4.782	17.010	13.955	35.556

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

junio 2016



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. | Gerente de Mercado
Eléctrico y Regulación

plecaros@system.cl

Iván Chaparro U. | Líder 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.