

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Febrero 2015

[Volumen 8, número 2]

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

Estudio de Transmisión Troncal e Interconexión SIC-SING

El pasado 21 de enero la Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó la primera versión definitiva del Estudio de Transmisión Troncal (ETT) para el cuatrienio 2015 – 2018, el cual propone la interconexión de los sistemas SIC y SING. Por su parte, el 29 de enero el Ministerio de Energía anunció que se llevará a cabo una interconexión entre los sistemas SIC y SING. De acuerdo a lo señalado por el Ministerio, la decisión se habría tomado en base a los resultados del ETT junto a los resultados de otros cuatro estudios adicionales, y asesorado por un Comité de Expertos externos^{1,2}.

De la revisión del ETT y el anuncio del Ministerio se desprenden importantes diferencias entre ambas propuestas de interconexión. Teniendo en cuenta el nivel de relevancia que tiene para el mercado eléctrico chileno una interconexión entre ambos sistemas, esta situación deja de manifiesto el limitado alcance que ha tenido el ETT como ejercicio de planificación centralizada de la transmisión, dejando las decisiones de expansión finalmente en manos de los CDEC, la CNE y el Panel de Expertos.

El Ministerio de Energía planteó que la interconexión se realizará a través de la línea de transmisión de 500 kV en corriente alterna de Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), propiedad de E-CL, que entraría en funcionamiento a mediados de 2017, y conectaría la subestación Nueva Cardones 500 kV en el SIC con las centrales de E-CL conectadas a la subestación Los Changos en Mejillones. La línea de TEN fue declarada en construcción como una línea adicional del SIC, por lo que para completar la interconexión con el SING, el Ministerio de Energía anunció que se construirán las líneas Los Changos – Kapaturn y Kapaturn – Nueva Encuentro, ambas en 220 kV. Aunque la fecha de la interconexión no se ha anunciado oficialmente, es esperable que ésta se planifique para estar construida en cuanto la línea de TEN esté en operación.

Por su parte, el ETT evaluó los impactos económicos que implicaría una interconexión de ambos sistemas SIC y SING, concluyendo que existiría un ahorro en costos de inversión, operación y falla de al menos US\$ 2.273 millones en valor presente, dependiendo del escenario. Para este análisis se consideró una interconexión a través de la línea adicional presentada por TEN a estar instalada el 2017, pero completándose la conexión con el SING en julio de 2021. El ETT no evaluó la pertinencia de completar la interconexión inmediatamente después que la línea de TEN esté en operación, aun cuando un análisis de sensibilidad sugiere que una anticipada puesta en servicio entrega mayores beneficios económicos al sistema.

¹[La Tercera: "Gobierno opta por tres líneas para interconectar sistemas eléctricos del país"](#)

²[Diario Financiero: "Gobierno anunciará interconexión con modificaciones a propuesta de Suez"](#)

Otra disociación entre el anuncio del Ministerio de Energía y el ETT se evidencia respecto a la solución entregada por el estudio para la interconexión. Considerando una entrada de la línea TEN para 2017, el ETT recomienda que la interconexión de esta línea se desarrolle a través de la construcción de la subestación (S/E) Cerro Fortuna, que seccionaría las líneas Enlace – O'Higgins, Enlace – Laberinto, Atacama – Esperanza, todas en 220 kV, y la desconexión de la línea Mejillones – O'Higgins en la S/E Mejillones y conexión de esta última con la S/E Atacama. Esta solución se elige después de comparar con otras alternativas, entre ellas la interconexión a través de la nueva S/E los Changos, y las nuevas líneas Los Changos – Enlace y Los Changos – Nueva Chacaya. A pesar de que el ETT determinó que la interconexión vía la S/E Cerro Fortuna es técnicamente viable y más económica que la solución vía S/E Los Changos, es esta última alternativa la que el Gobierno anuncia en su proyecto de interconexión.

De finalmente oficializarse la propuesta de interconexión anunciada por el Ministerio en el año 2017, se abrirán interrogantes importantes en materia de tarificación del sistema troncal. En efecto, dada la fecha de entrada propuesta por el ETT (2021), no se habrá analizado en el estudio la definición del Sistema de Transmisión Troncal con posterioridad a la interconexión, que en el caso de la propuesta del Ministerio ocurriría durante el periodo tarifario. En tal situación no se habrá analizado si acaso la línea de TEN entre Cardones y Mejillones deberá formar parte o no del Sistema de Transmisión Troncal, lo cual el Ministerio ya anunció que sí lo hará, y qué otros tramos se requiere que pasen a formar parte de este sistema para llevar a cabo la solución anunciada, o bien cómo puede variar el área de influencia común (AIC) con la interconexión. Todas estas definiciones tienen finalmente impacto en los peajes que los usuarios deberán pagar por el uso del sistema de transmisión.

El Sistema de Transmisión Troncal corresponde a la columna vertebral de los sistemas interconectados, y su desarrollo planificado y mecanismo de tarificación deben dar una señal clara para facilitar las decisiones de inversión que permiten la competencia en el mercado de la generación eléctrica. Es por esto que la Ley Corta I (Ley 19.940 de 2004) introdujo el ETT como el principal instrumento para la valorización, tarificación y expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Sin embargo, en la práctica su capacidad de planificación se ha visto limitada, restringiéndose su verdadero valor al ámbito de la valorización y tarificación de sus instalaciones.

En este sentido, es necesario que el Estudio de Transmisión Troncal sea revisado en sus alcances y desarrollo, de manera tal que se logre entregar señales claras a todos los agentes del mercado, tanto en materia de tarificación y de expansión de la transmisión.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de enero la operación del SIC se caracterizó por una menor participación hidráulica con respecto a diciembre, disminuyendo de un 54% a 43% entre centrales de pasada y embalse.

La menor disponibilidad hídrica sumado a los mantenimientos mayores de las centrales: Ventanas 1 y 2 (120 MW y 150 MW), Santa Fe (67,2 MW) y Guacolda 2 (152 MW); produjo durante enero que la participación GNL aumentara de un 10% a un 18%, y la diesel de 1% a 4% respecto al mes anterior, asimismo la generación a carbón se mantuvo. Por último, 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 enero la central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con GNL, a un precio promedio declarado de 9,9 US\$/MMBtu. La unidad II de Nehuenco operó con GNL y costo variable nulo, mientras que la unidad I operó sólo algunos días. En tanto, la central Nueva Renca operó con GNL declarado a un precio de 14,3 US\$/MMBtu.

Durante enero el costo marginal del SIC, en escenario de alta demanda, fue determinado por centrales diesel y de embalse, mientras que en escenarios de baja demanda el costo marginal estuvo determinado por carbón y GNL. Por su parte, el valor del agua varió entre 105,7 y 150,7 US\$/MWh en la central Rapel durante el mes de análisis (ver Figura 3).

En enero de 2015 el costo marginal del SIC promedió 117,9 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 1% mayor respecto al mes de diciembre de 2014 (116,8 US\$/MWh), y 22,7% menor respecto a enero de 2014 (152,4 US\$/MWh).

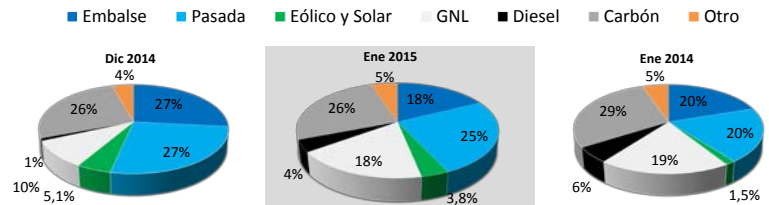


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

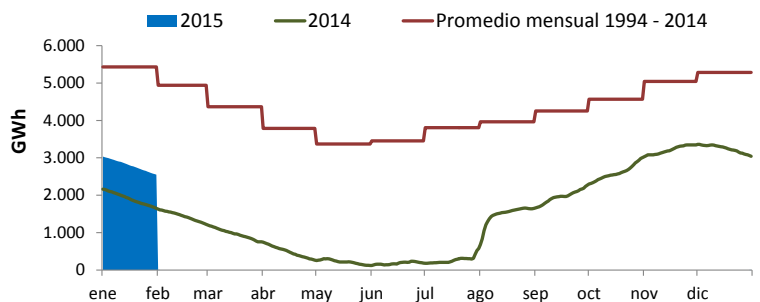


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC).

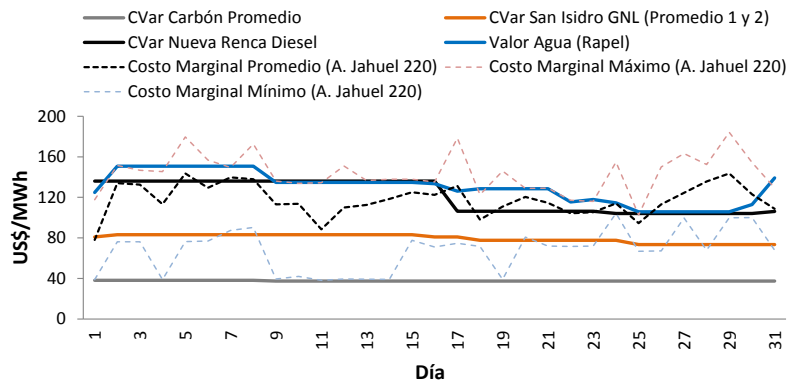


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de enero (Fuente: CDEC-SIC)

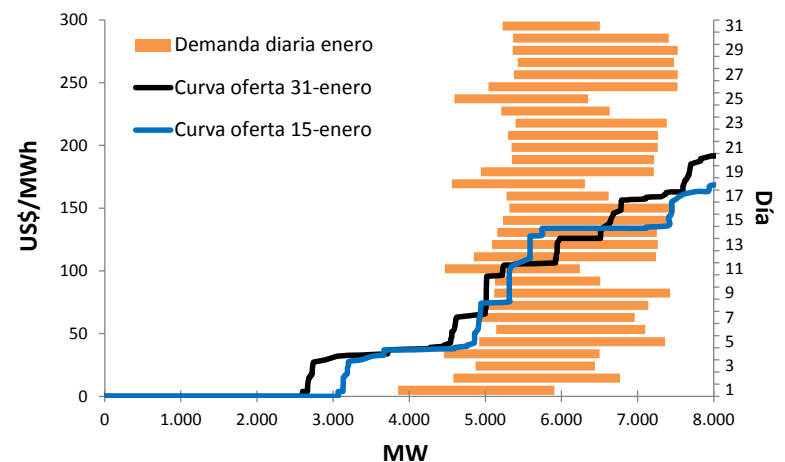


Figura 4: Demanda diaria durante enero y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

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 restricciones de agua, por lo que Endesa arrendó a AES Gener la central Nueva Renca para quemar los excedentes de gas natural ([ver más](#)); así como la paralización en curso de la central Bocamina II de Endesa, para la cual se considera en esta proyección 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.

Para los próximos 12 meses se espera la entrada en operación de 749 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 406,1 MW son solares, 174,6 MW eólicos, 146,3 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%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		84,5	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		89,4	
	GNL	San Isidro	6,0	12,0
	US\$/MMBtu (CIF)	Nehuenco	0,0	0,0
Disponibilidad GNL		Nueva Renca (*)	6,0	12,0
		San Isidro	Limitada	Limitada
		Nehuenco (Feb - Ago)	Limitada	Limitada
		Nehuenco (Sep - Ene)	0	0
	Nueva Renca (*) (Feb - Ago)	Limitada	Limitada	
	Nueva Renca (*) (Sep - Ene)	0	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. %
Feb-2015 a Jul-2015	97,72	39,73	120,65	42,89
Ago-2015 a Ene-2016	54,73	26,25	60,17	31,28

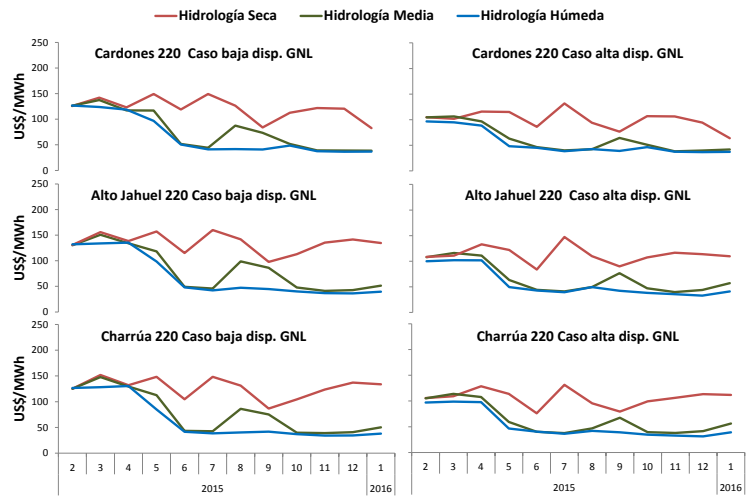


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

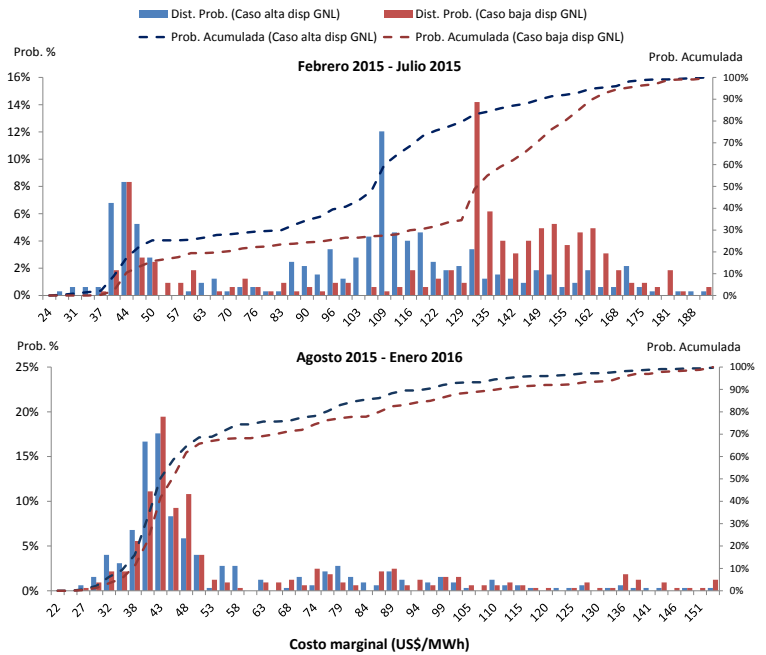


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

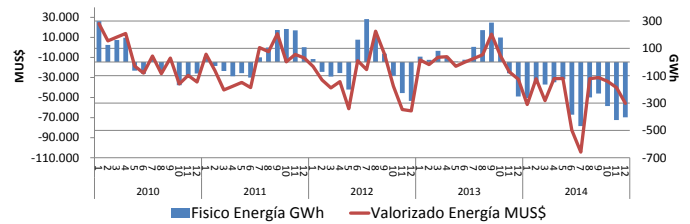
Análisis por empresa

En enero, Endesa continúa sin generación a carbón por el mantenimiento mayor de Bocamina I y la paralización de Bocamina II. Por otra parte, la generación hidráulica de Colbún y Pehuenche disminuyeron por menor disponibilidad de este recurso. En tanto, Aes Gener y Colbún aumentaron su generación de GNL por la operación de la central Nueva Renca y Nehuenco respectivamente, mientras que Guacolda disminuyó levemente la generación a carbón.

Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Dic 2014	Ene 2015	Ene 2014
Pasada	278	280	277
Embalse	539	407	431
Gas	0	0	0
GNL	342	399	335
Carbón	0	0	75
Diésel	2	6	10
Eólico	15	7	10
Total	1.177	1.099	1.137

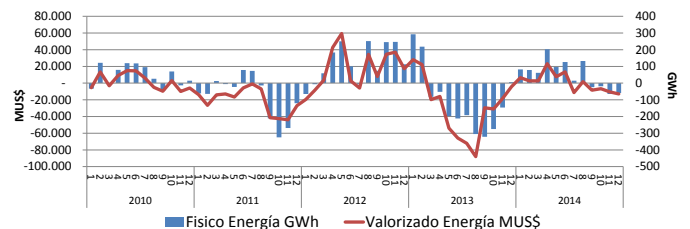
Costos Variables prom. Ene 2015 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	45,9
San Isidro GNL (prom. I y II)	79,5
Taltal Diesel	244,3
Transferencias de Energía Dic 2014	
Total Generación (GWh)	1.177
Total Retiros (GWh)	1.582
Transf. Físicas (GWh)	-404,9
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-55,8



Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Dic 2014	Ene 2015	Ene 2014
Pasada	231	184	230
Embalse	422	249	235
Gas	0	0	0
GNL	16	308	440
Carbón	258	273	200
Diesel	2	56	10
Eólico	0	0	0
Total	929	1.069	1.115

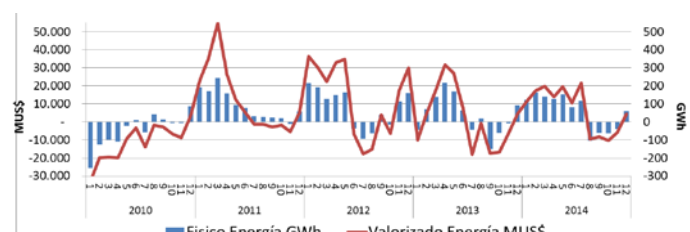
Costos Variables prom. Ene 2015 (US\$/MWh)	
Santa María	35,4
Nehuenco GNL (prom. I y II)	0
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	125,5
Transferencias de Energía Dic 2014	
Total Generación (GWh)	929
Total Retiros (GWh)	988
Transf. Físicas (GWh)	-59
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-12,9



AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Dic 2014	Ene 2015	Ene 2014
Pasada	144	168	170
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	84	121	1
Carbón	533	542	447
Diesel	0	64	172
Eólico	0	0	0
Otro	4	4	4
Total	765	900	794

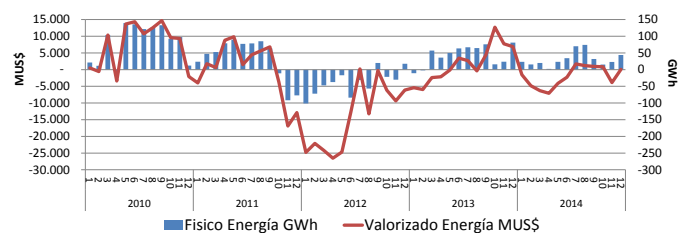
Costos Variables prom. Ene 2015 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	41,2
N. Ventanas y Campiche	37,8
Nueva Renca GNL	97,0
Transferencias de Energía Dic 2014	
Total Generación (GWh)	765
Total Retiros (GWh)	704
Transf. Físicas (GWh)	60,9
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	4,3



Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Dic 2014	Ene 2015	Ene 2014
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	398	366	445
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	398	366	445

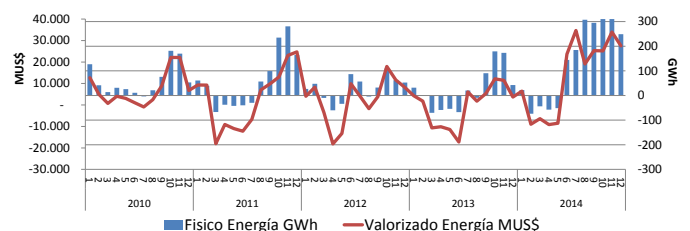
Costos Variables prom. Ene 2015 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	33,3
Guacolda III	29,7
Guacolda IV	32,6
Transferencias de Energía Dic 2014	
Total Generación (GWh)	398
Total Retiros (GWh)	354
Transf. Físicas (GWh)	43,9
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0,1



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Dic 2014	Ene 2015	Ene 2014
Pasada	89	80	77
Embalse	235	146	135
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	324	226	212

Costos Variables prom. Ene 2015 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	
Transferencias de Energía Dic 2014	
Total Generación (GWh)	324
Total Retiros (GWh)	75
Transf. Físicas (GWh)	249
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	27,5



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

Durante enero la operación del SING presentó una leve disminución en la participación de carbón, de 79% en diciembre a 77% en enero. Por otra parte, la participación GNL aumentó de un 11% a un 13% respecto al mes anterior (ver Figura 7).

En enero estuvo fuera de operación por mantenimiento mayor la unidad carbonera CTM2 (150 MW) de E-CL.

El precio del GNL declarado por la Central Tocopilla fue de 6,6 US\$/MMBtu promedio en enero. Por su parte, la unidad CTM3 (de propiedad de E-CL, pero arrendada por AES Gener), operó con un costo declarado de GNL de 13,6 US\$/MMBtu por AES Gener y 6,6 US\$/MMBtu por E-CL. Así, el costo variable del GNL se ubicó por encima de los costos variables promedio del carbón (ver Figura 8).

Los costos marginales en enero fueron marcados mayoritariamente por el costo variable de unidades a GNL y carbón (Central Tocopilla y CTM3). El promedio mensual del costo marginal de enero en la barra Crucero 220 fue de 50 US\$/MWh, lo cual representa una disminución de 2,1% respecto del mes de diciembre (51,5 US\$/MWh), y una disminución de un 45,6% respecto a enero de 2014 (92,6 US\$/MWh).

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

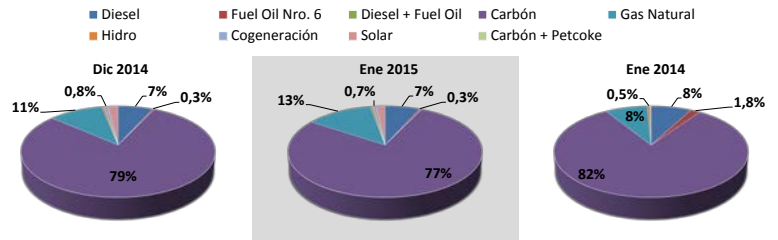


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

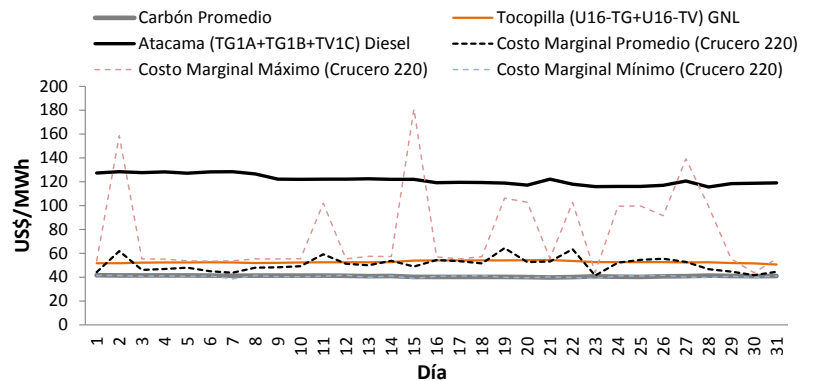


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de enero (Fuente: CDEC-SING)

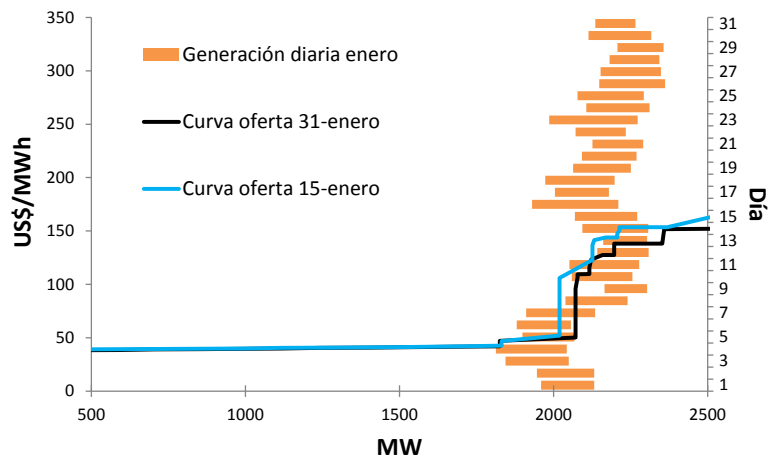


Figura 9: Generación diaria durante enero y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

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 87 MW, de los cuales 66 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	8,9%	14,6%	20,4%
	2016	2,3%	2,3%	2,3%
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl		78,9	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	81,1	
		Angamos	80,2	
		Tocopilla	82,3	
		Andina	75,4	
		Hornitos	82,9	
		Norgener	86,4	
		Tarapacá	85,2	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	6,8 - 11,0	
		Atacama Salta	Sin GNL	
Disponibilidad GNL	U16	Limitada		
	CTM3	Limitada		
	Otros	Sin GNL		

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

marginal promedio anual alcanza los 69,8 US\$/MWh, en comparación a los 92,3 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta el costo marginal promedio anual podría alcanzar 106,8 US\$/MWh.

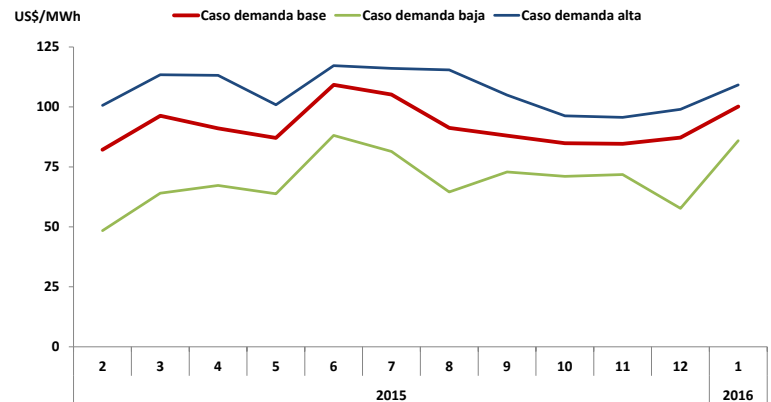


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Cruceiro 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

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 enero. En este ámbito, la proyección efectuada presenta variaciones con respecto a la realizada en el mes anterior, donde destaca la mantención de la central CTAR en marzo de 2015, así como las mantenciones de las centrales CTM1 y Angamos II, ambas contenidas en los meses de junio y julio 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.

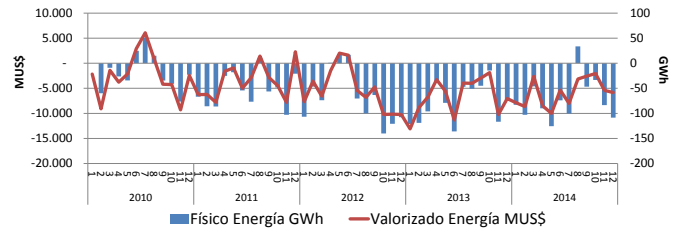
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de enero, E-CL disminuyó su generación a carbón debido al mantenimiento mayor de la unidad CTM2 (150 MW), y además aumentó la generación a GNL de su unidad CTM3. Por su parte, la generación a carbón de AES Gener disminuyó en este mes producto de un menor aporte de la central Angamos. Celta aumentó su generación con carbón de su central Tarapacá. Finalmente, GasAtacama operó sus unidades sólo con combustible diesel.

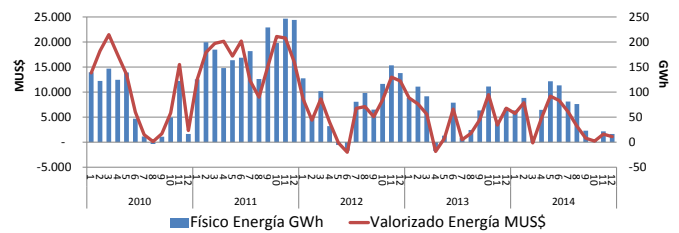
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Dic 2014	Ene 2015	Ene 2014		Costos Variables prom. Ene 2015 (US\$/MWh)
Diesel	1	3	8	Andina Carbón	46,1
Fuel Oil Nro. 6	4	5	25	Mejillones Carbón	40,6
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	67,8
Carbón	607	594	600	Transferencias de Energía Dic 2014	
Gas Natural	138	146	116	Total Generación (GWh)	755
Hidro	4	4	5	Total Retiros (GWh)	863
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-108,5
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-5.843
Total	755	751	753		



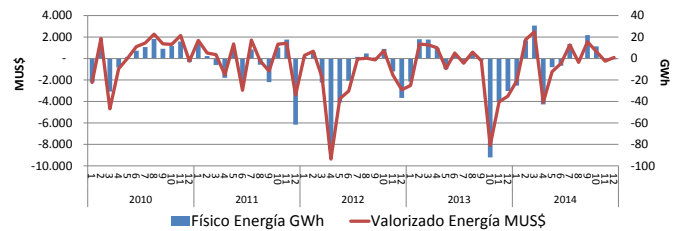
AES Gener (incluye Angamos)

	Dic 2014	Ene 2015	Ene 2014		Costos Variables prom. Ene 2015 (US\$/MWh)
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	45,4
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	41,2
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Mejillones GNL (CTM3 Norgener)	163,4
Carbón	550	516	500	Transferencias de Energía Dic 2014	
Gas Natural	6	56	0	Total Generación (GWh)	555
Hidro	0	0	0	Total Retiros (GWh)	539
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	16,4
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.096
Total	555	572	500		



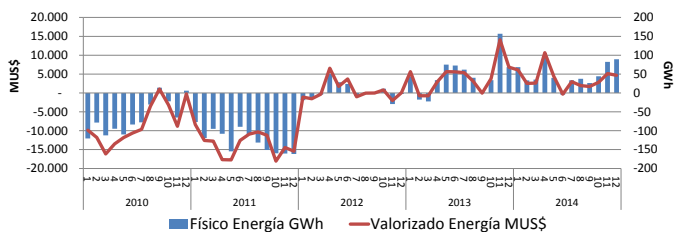
Celta

	Dic 2014	Ene 2015	Ene 2014		Costos Variables prom. Ene 2015 (US\$/MWh)
Diesel	0,3	0,2	0,7	Tarapacá Carbón	38,3
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Dic 2014	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	79
Carbón	79	102	68	Total Retiros (GWh)	80
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-0,8
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	94
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	79	103	69		



GasAtacama

	Dic 2014	Ene 2015	Ene 2014		Costos Variables prom. Ene 2015 (US\$/MWh)
Diesel	102	102	101	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	180
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Dic 2014	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	120,8
Carbón	0	0	0	Total Retiros (GWh)	31,4
Gas Natural	19	0	0	Transf. Físicas (GWh)	89,4
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	4.688
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	121	102	101		



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 2015, es de 88,45 US\$/MWh para el SIC y 99,07 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 marzo de 2014.

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	87,2	17.527
COLBÚN	87,7	6.932
AES GENER	85,3	5.529
GUACOLDA	76,2	900
CAMPANARIO	112,2	990
M. REDONDO	106,9	303
D. ALMAGRO	109,6	220
PUYEHUE	95,8	165
PANGUIPULLI	124,8	506
PUNTILLA	113,1	83
Precio Medio de Licitación SIC	88,45	
SING		
E-CL	99,1	2.365
Precio Medio de Licitación SING	99,07	

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	72,5	13.533
Chilquinta	92,8	3.137
EMEL	91,8	2.522
CGED	110,1	9.123
SAESA	87,6	4.838
Precio Medio de Licitación SIC	88,45	
SING		
EMEL-SING	99,1	2.365
Precio Medio de Licitación SING	99,07	

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de diciembre de 2014, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.555 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 180 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante diciembre fue igual a 455 GWh, es decir, un 153% de la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de diciembre, la mayor parte fue generada por centrales de eólicas (38%), seguidas por centrales hidráulicas (23%) seguidas finalmente por biomasa y solar (20% cada una).

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

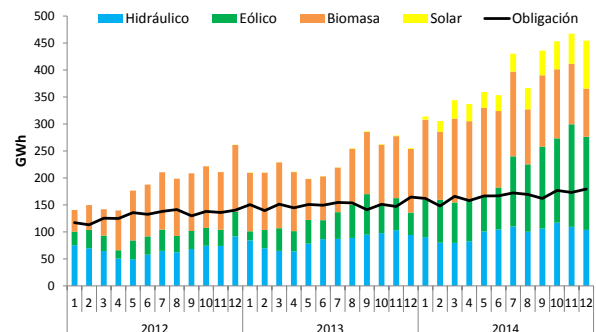


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

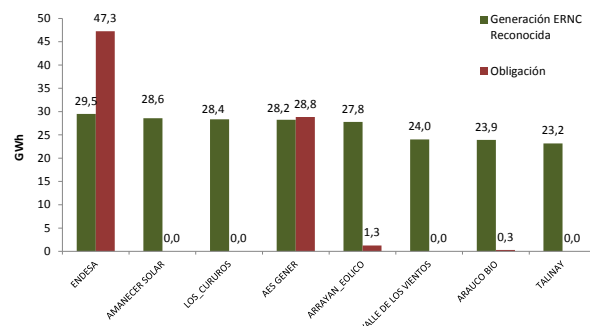


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, diciembre de 2014 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

<u>Reforma a las licitaciones de suministro para clientes regulados</u>	<u>Franquicia tributaria respecto de sistemas solares térmicos</u>	<u>Regulación de la distribución de gas de red.</u>
El día 29 de enero el Congreso Nacional aprobó la ley que perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precio (ver más).	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).	Proyecto de ley que modifica el marco legal de la industria de distribución de gas por redes fue ingresado a tramitación el pasado 29 de enero (ver más).

Sequía obliga a Endesa a arrendar central Nueva Renca a AES Gener ([ver más](#))

La falta de agua para operar el complejo San Isidro impulsó el acuerdo que permite a la filial de Enel quemar el gas natural que recibe en la planta de Quintero.

Los cambios que generará la interconexión eléctrica ([ver más](#))

El gobierno anunció que la unión de las redes eléctricas del norte y centro-sur de Chile se concretará a finales de 2017, mediante una línea que construirá E-CL.

Nuevas consultas del SEA a mega línea eléctrica dificultarían cumplir plazo ([ver más](#))

El tendido, cuya evaluación comenzó hace casi un año, reforzará la zona norte del Sistema Interconectado Central (SIC) entre las regiones de Atacama y Metropolitana.

Seis de los 20 mayores proyectos de energía que había en 2010 siguen en firme ([ver más](#))

Catastro energético de Sofopa publicado hace cinco años incluía a Barrancones, Castilla e HidroAysén. Tanto éstas como otras doce iniciativas están postergadas indefinidamente.

CNE da inicio a nueva licitación de suministro ([ver más](#))

Será el primer proceso en manos de la CNE, desde que se aprobó la nueva ley de licitaciones. El Gobierno se juega seguir bajando los precios para lo cual, otra vez, se otorgarán facilidades a generadores ERNC.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 7.060 MW, con una inversión de MMUS\$ 14.810. En el último mes se aprobaron ambientalmente tres nuevos proyectos de generación: "Parque Eólico Campo Lindo" (145 MW), "Parque Eólico Los Buenos Aires" (40 MW), ubicados en la octava región y "Proyecto Parque Solar Las Luces" (24 MW) en la segunda región (SIC).

Además, ingresaron a evaluación ambiental cinco nuevos proyectos: dos solares con un total de 189 MW, el proyecto "Central Ciclo Combinado Los Rulos" (540 MW, GNL) y dos proyectos eólicos por un total de 69 MW.

En el SING, los proyectos en calificación suman 3.430 MW, con una inversión de MMUS\$ 6.328. En el mes de enero ingresó el proyecto solar "Cielos de Tarapacá", de 600 MW ubicado en la primera 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	1.954	3.862	4.671	9.752
Hidráulica	762	1.517	3.072	4.925
Solar	2.923	7.393	3.973	9.165
Gas Natural	1.310	1.648	957	617
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	14	3	1.764	5.528
Biomasa/Biogás	77	203	396	794
Carbón	20	184	5.216	9.847
TOTAL	7.060	14.810	20.119	40.958

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	1.840	4.643	5.980	19.889
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	3.430	6.328	11.597	29.468

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

febrero2015



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.