Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Junio 2015 [Volumen 8, número 6]

Contenido

Editorial 2

SIC 3

- Análisis de operación del SIC 3
- Proyección de costos marginales Systep 4
- Análisis por empresa 5

SING 6

- Análisis de operación del SING 6
- Proyección de costos marginales Systep 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

Licitaciones para suministro de clientes regulados 2015/01

El pasado 19 de mayo la CNE publicó las bases del proceso de licitación 2015/01, el primero y mayor de cuatro procesos que debieran ser llamados a licitación entre 2015 y 2017. La licitación 2015/01 fue diseñada para adjudicar hasta el 29% de la demanda regulada proyectada para la próxima década, dividido en 3 bloques de suministro que suman 13.750 GWh/año de energía a licitar. De acuerdo a las bases de licitación, las ofertas podrán enviarse hasta el 20 de abril de 2016, fecha en que también se dará inicio al proceso de apertura de las mismas.

Al igual que la licitación 2013/03-2°, adjudicada en diciembre de 2014, la energía licitada se ha dividido en bloques de suministro constante (24 horas) y bloques de suministro horario, aunque la participación de estos últimos fue reducida desde un 15% a un 8% del volumen total de energía licitada. La Tabla 1 muestra las características de los tres bloques de suministro licitados.

Tabla 1: Bloques de suministro licitación 2015/01 (Fuente: CNE)

Bloque	Horario	Energía (GWh/año)	Periodo de suministro
Bloque 1	24-horas	5.500	2021-2040
Bloque 2	2-A (23:00-07:59)	340	2021-2040
	2-B (08:00-17:59)	500	
	2-C (18:00-22:59)	260	
Bloque 3	24-horas	7.150	2022-2041
Total		**13.750 GWh/año**	

Aunque se mantuvieron bloques de suministro horario, en el diseño se han introducido modificaciones que apuntan a mejorar la competencia en los bloques horarios, tras la baja cobertura que lograron estos en la licitación 2013/03-2°. En efecto, se ha establecido que las ofertas en el Bloque 1 que no resulten adjudicadas, pasarán automáticamente a ser ofertas candidatas en el Bloque 2 pero condicionadas a la adjudicación conjunta de los tres bloques horarios 2-A, 2-B y 2-C.

La licitación 2015/01 será el primer proceso en desarrollarse bajo el nuevo marco legal introducido por la Ley 20.805, que reformó el mecanismo de licitación establecido en la Ley 20.018 del 2005 (Ley Corta II). Un aspecto novedoso de la aplicación de la reforma es la evaluación de las ofertas económicas en función de un "precio nivelado", que pondera tanto el precio ofertado como su fórmula de indexación, de acuerdo a una proyección de los índices de precio de la U.S. Energy Information Administration (EIA). Otra novedad es la eliminación de un precio techo que limita las ofertas, aunque se mantiene la existencia de un precio de reserva determinado por la CNE, y al cual podrán ajustarse las ofertas que estén por sobre éste, una vez que sea revelado.

Más allá de las modificaciones en las licitaciones, que buscan obtener un mayor nivel de competencia, existen una serie de condiciones de mercado que permiten anticipar un proceso más competitivo, incluso agresivo. En primer lugar, a partir del 2020 comenzarán a vencer gradualmente los contratos de suministro a clientes regulados de los mayores generadores del SIC, los que probablemente buscarán en estas licitaciones mantener su posición comercial en el mercado de contratos.

En segundo lugar, en los últimos años las expectativas de costos marginales futuros han sido corregidas a la baja en el corto y mediano plazo, entre otras cosas, por el rápido desarrollo de proyectos ERNC y la incorporación de nuevos actores relevantes en el mercado, como resultado de las últimas licitaciones de suministro. Adicionalmente, se mantiene una cierta incertidumbre respecto de los costos marginales de largo plazo, por lo que el mercado de contratos es fundamental para independizarse del mercado spot.

Además, las condiciones de mercado señaladas se dan en un contexto en que existe un potencial importante de proyectos de generación de base que no cuentan con contrato de suministro en el SIC y el SING, tanto de empresas ya establecidas en Chile como de nuevos actores. En efecto, existen cerca de 2.500 MW de proyectos a carbón en carpeta, otros 2.500 MW de nuevos ciclos combinados a GNL y 1.300 MW de grandes proyectos hidroeléctricos (mayores a 100 MW). A lo anterior se suma un potencial de 2.450 MW equivalentes comprometido por los adjudicatarios en la licitación de terrenos del 2014, para el desarrollo de generación eléctrica entre las regiones de Tarapacá y Atacama. Si se consideran además los proyectos ERNC en distintos niveles de desarrollo, principalmente eólicos y solares, entonces el potencial es aún mayor.

Adicionalmente a los nuevos proyectos que podrían estar interesados en participar en la licitación, existe una capacidad aproximada de 1.900 MW de ciclos combinados existentes que no cuentan con suministro firme de GNL, y que podrían buscar viabilizar un contrato de suministro de este combustible a través de un contrato de suministro eléctrico a largo plazo.

Por ende, anticipando una próxima licitación muy competitiva, es crucial que los interesados en participar analicen cuidadosamente sus ofertas, considerando posibles escenarios de mayor o menor agresividad de los generadores existentes y nuevos entrantes, de forma tal de mejorar sus posibilidades de éxito en la licitación. Además, es necesario que los oferentes evalúen con cuidado sus estrategias de contratación y el desempeño comercial de los productos ofrecidos en la licitación, considerando las particularidades de sus proyectos y las condiciones de mercado en distintos escenarios.

La licitación 2015/01 será probablemente la mayor oportunidad de contratación en los sistemas SIC y SING en los próximos años.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de mayo la operación del SIC se caracterizó por una participación hídrica de un 30%, menor a la del mes anterior que fue de un 33% y también a la de mayo de 2014 donde fue de un 40%. La participación de GNL disminuyó levemente de un 29% a 28% respecto al mes anterior, mientras que la participación a carbón subió de un 25% a un 26% (ver Figura 1).

Asimismo, durante el mes mayo estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Guacolda 1 (152 MW), Antuco (320 MW) y La Confluencia U2 (83 MW), entre otras. Cabe mencionar que continúa la paralización de la central Bocamina II (350 MW) iniciada en el mes de diciembre de 2013, mientras que Bocamina I generó esporádicamente durante el mes.

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 mayo la central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con GNL, a un precio promedio declarado de 7,9 US$/MMBtu. Por su parte, Nehuenco I y II operaron con GNL y costo variable nulo. En tanto, la central Nueva Renca perteneciente a AES Gener pero arrendada por Endesa operó con un precio GNL declarado de 11,4 US$/MMBtu.

En mayo el costo marginal del SIC fue determinado principalmente por centrales de embalse. En particular, el valor del agua varió entre 158,9 US$/MWh y 191,2 US$/MWh en la central Rapel situándose por sobre el valor del diesel (ver Figura 3).

Finalmente, el costo marginal de mayo promedió 169,3 US$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 21% mayor respecto al mes de abril de 2015 (139,7 US$/MWh), y 14% mayor respecto a mayo de 2014 (148,7 US$/MWh).

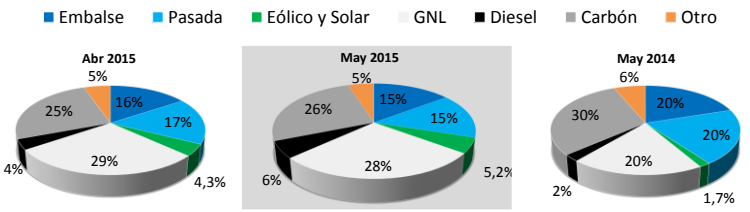


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

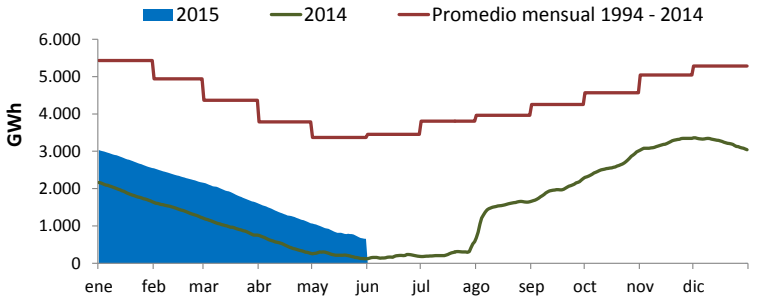


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CDEC SIC).

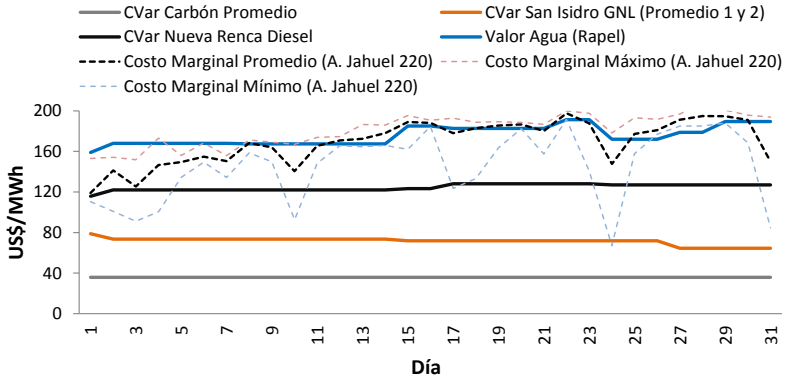


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo (Fuente: CDEC-SIC)

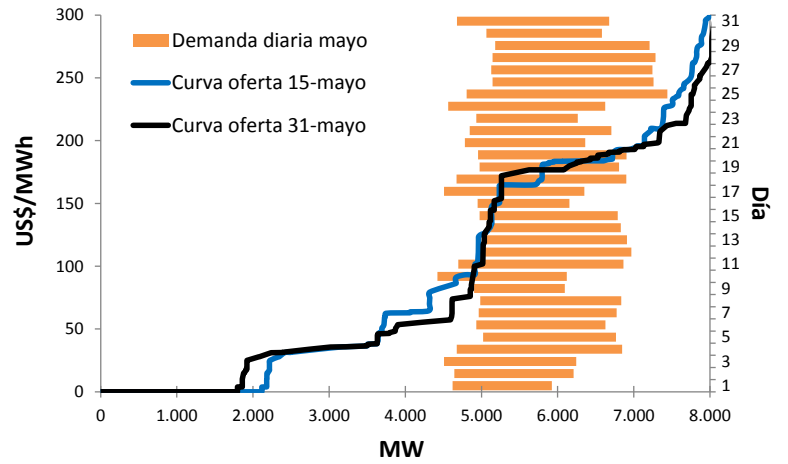


Figura 4: Demanda diaria durante mayo y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Para el año 2015 se proyectan condiciones de operación especiales en el SIC: a comienzos del mes de junio la central Bocamina I y II por lo que se ha modelado su entrada en operación comercial en el mes de julio; la central San Isidro se encuentra operando con capacidad limitada debido a problemas técnicos, por lo que Endesa arrendó a AES Gener la central Nueva Renca para quemar los excedentes de gas natural, situación que se ha considerado se durante el mes de junio.

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 ha realizado una actualización de la demanda a partir de lo publicado por el CDEC-SIC en el programa de operación de 12 meses del mes de junio.

Para los próximos 12 meses se espera la entrada en operación de 1.581,9 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 1.282,5 MW son solares, 76 MW eólicos, 146,4 MW hídricos, y 77 MW de biomasa.

Tabla 2: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep (Fuente: Systep)

Supuestos SIC			Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL
Crecimiento demanda	2015		2,8%	
	2016		3,9%	
Precios combustibles	Carbón US$/Ton (N. Ventanas)		79,0	
	Diesel US$/Bbl (Quintero)		90,8	
	GNL US$/MMBtu (CIF)	San Isidro	6,0	12,0
		Nehuenco	0,0	0,0
		Nueva Renca (*)	6,0	12,0
Disponibilidad	San Isidro		Limitada	Limitada
	Nehuenco (Jun15 - Ago15)		Limitada	Limitada
	Nehuenco (Sep15 - Oct15)		0	0
	Nehuenco (Nov15 - Abr16)		Limitada	Limitada
	Nehuenco (May16)		0	0
	Nueva Renca (*) (Jun15)		Limitada	Limitada
	Nueva Renca (*) (Jul15 - May16)		0	0

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

Tabla 3: Indicadores estadísticos de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

	Caso Alta disp. GNL		Caso Baja disp. GNL	
Costo Marginal Mensual	Promedio (US$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US$/MWh)	Desv. Est. %
Jun-2015 a Nov-2015	61,43	34,44	58,63	34,94
Dic-2015 a May-2016	67,81	23,21	56,74	18,93

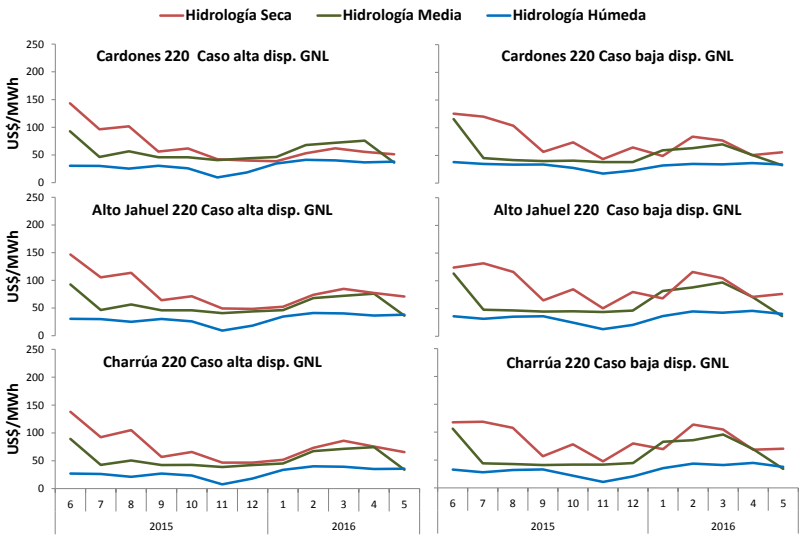


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

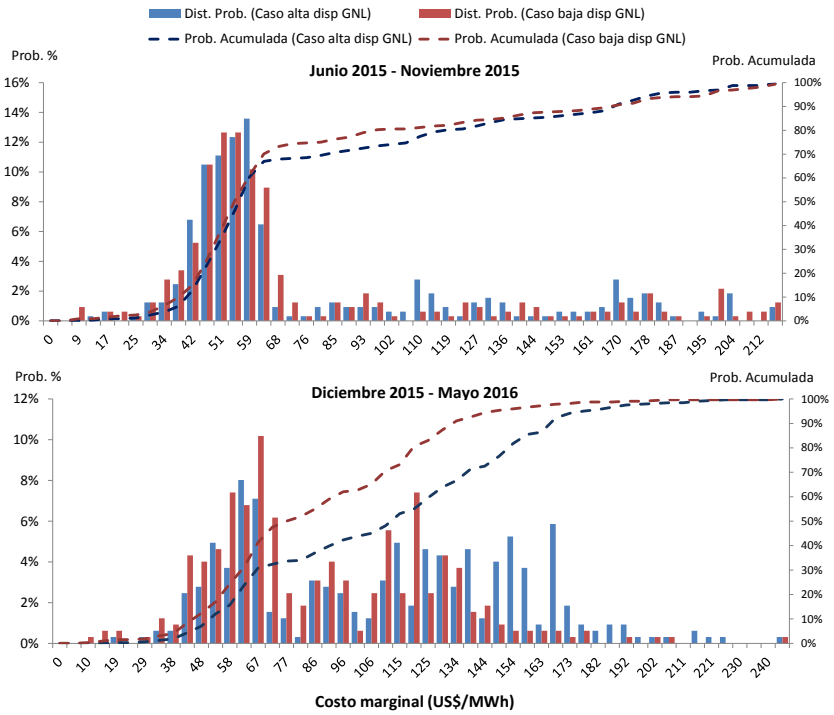


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

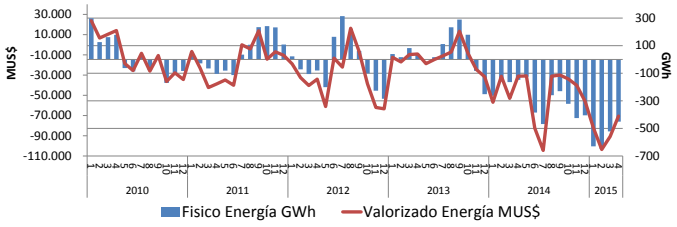
En mayo, Endesa presentó un aumento de su generación a carbón producto de la operación intermitente de Bocamina I. Por otra parte, la generación hidráulica de Colbún aumentó por mayor disponibilidad de este recurso en sus centrales. En tanto, AES Gener aumentó su generación a carbón por el término del mantenimiento mayor de ventanas 2. Finalmente, Guacolda disminuyó su generación debido al mantenimiento mayor de la unidad 1.

Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Abr 2015	May 2015	May 2014
Pasada	212	187	196
Embalse	324	272	426
Gas	0	0	0
GNL	553	528	529
Carbón	0	21	62
Diésel	9	15	0
Eólico	8	7	9
Total	1.106	1.031	1.221

Costos Variables prom. May 2015 (US$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	46,5
San Isidro GNL (prom. I y II)	71,6
Taltal Diesel	244,3

Transferencias de Energía Abr 2015	
Total Generación (GWh)	1.106
Total Retiros (GWh)	1.556
Transf. Físicas (GWh)	-451,0
Transf. Valorizadas (MMUS$)	-70,5

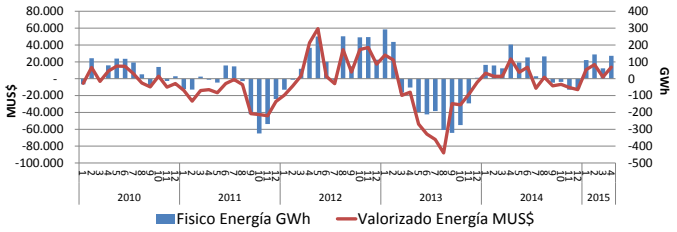


Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2015	May 2015	May 2014
Pasada	161	175	194
Embalse	209	278	369
Gas	0	0	0
GNL	404	424	277
Carbón	227	267	231
Diesel	35	59	48
Eólico	0	0	0
Total	**1.036**	**1.203**	**1.118**

Costos Variables prom. May 2015 (US$/MWh)	
Santa María	33,9
Nehuenco GNL (prom. I y II)	0
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	124,2

Transferencias de Energía Abr 2015	
Total Generación (GWh)	1.036
Total Retiros (GWh)	900
Transf. Físicas (GWh)	136
Transf. Valorizadas (MMUS$)	13,7

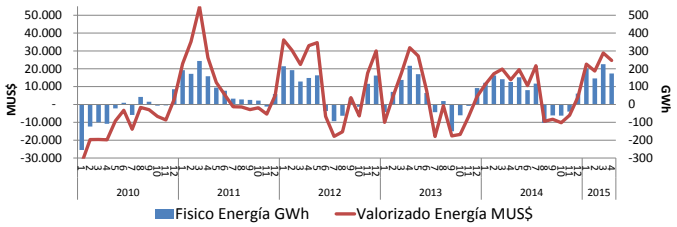


AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Abr 2015	May 2015	May 2014
Pasada	88	72	79
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	230	246	71
Carbón	461	535	614
Diesel	22	28	18
Eólico	0	0	0
Otro	4	4	4
Total	**805**	**885**	**787**

Costos Variables prom. May 2015 (US$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	37,0
N. Ventanas y Campiche	36,1
Nueva Renca GNL	85,3

Transferencias de Energía Abr 2015	
Total Generación (GWh)	805
Total Retiros (GWh)	632
Transf. Físicas (GWh)	173,7
Transf. Valorizadas (MMUS$)	24,7

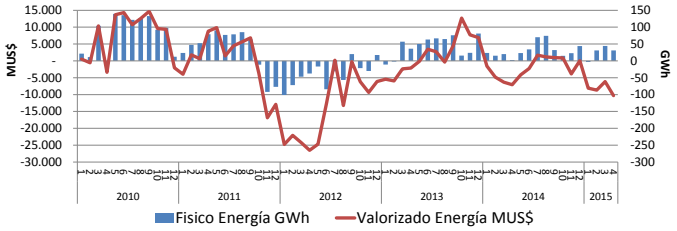


Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2015	May 2015	May 2014
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	373	323	453
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	**373**	**323**	**453**

Costos Variables prom. May 2015 (US$/MWh)	
Guacolda I y II	31,3
Guacolda III	27,8
Guacolda IV	31,3

Transferencias de Energía Abr 2015	
Total Generación (GWh)	373
Total Retiros (GWh)	342
Transf. Físicas (GWh)	30,9
Transf. Valorizadas (MMUS$)	-10,3

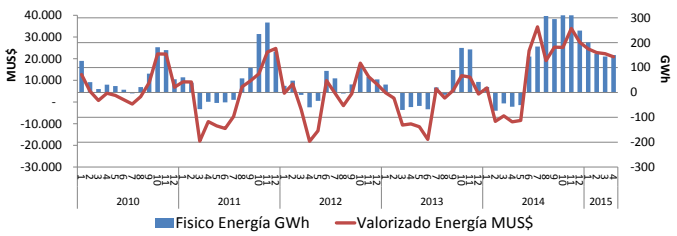


Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2015	May 2015	May 2014
Pasada	70	50	37
Embalse	104	91	106
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	**174**	**140**	**143**

Costos Variables prom. May 2015 (US$/MWh)
Sólo centrales hidráulicas

Transferencias de Energía Abr 2015	
Total Generación (GWh)	174
Total Retiros (GWh)	24
Transf. Físicas (GWh)	150
Transf. Valorizadas (MMUS$)	20,8



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING presentó una disminución en la participación de GNL de un 15% en abril a un 10% en mayo, debido a la menor generación de CTM3 (251 MW) de E-CL. Esta menor generación fue reemplazada por generación diésel de GasAtacama, la cual aumentó de un 6% a un 10%. Mientras que la generación a carbón aumentó levemente de un 75% en abril a un 76% en mayo (ver Figura 7).

La menor generación de CTM3 se debe a trabajos en el sistema de transmisión que obligan una mayor generación de GasAtacama, y en consecuencia una menor generación de CTM3.

El precio del GNL declarado por las unidades CTM3 y Tocopilla ambas de E-CL fue de 4,7 US$/MMBtu promedio en mayo. De este modo, el costo variable del GNL de E-CL se ubicó levemente por encima de los costos variables promedio del carbón (ver Figura 8). Además, la unidad CTM3 arrendada por AES Gener operó con un costo declarado de GNL de 14,5 US$/MMBtu.

Los costos marginales en mayo fueron marcados por el carbón en demanda baja, mientras que en demanda alta la tecnología marginal fue básicamente diesel. El promedio mensual del costo marginal de mayo en la barra Crucero 220 fue de 46,4 US$/MWh, lo cual representa una disminución de 17,3% respecto del mes de abril (56,1 US$/MWh), y una disminución de un 46% respecto a mayo de 2014 (86,6 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".

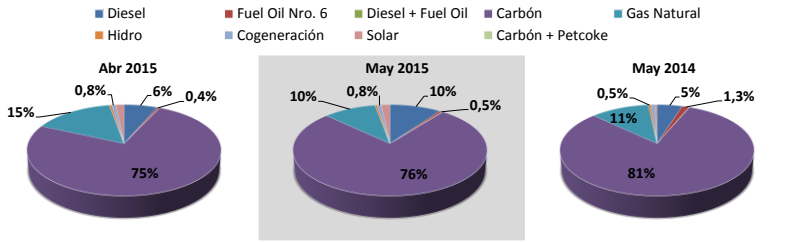


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

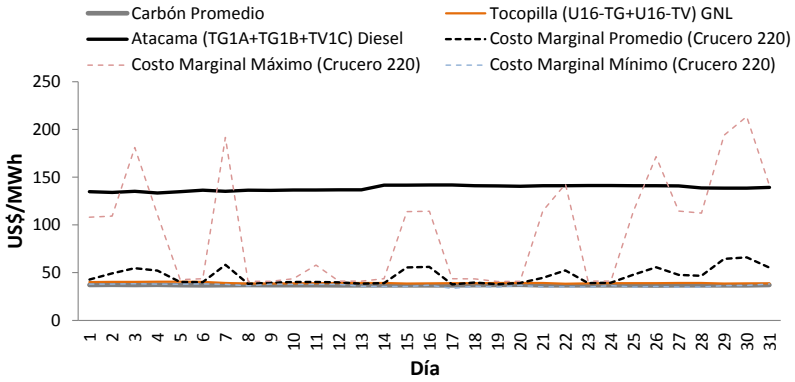


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de abril (Fuente: CDEC-SING)

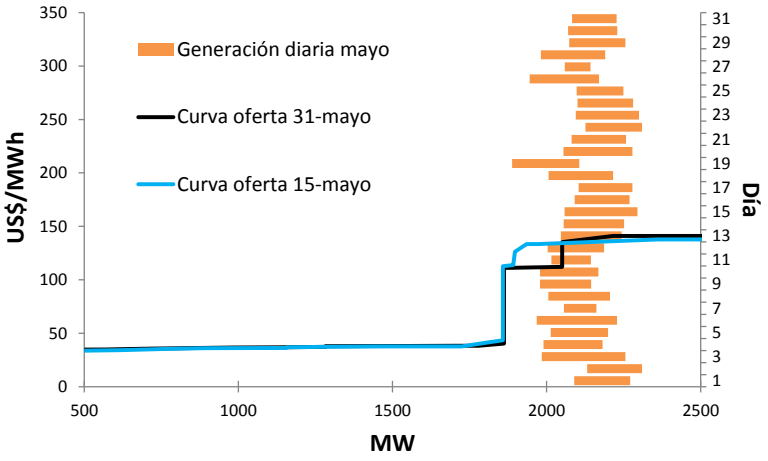


Figura 9: Generación diaria durante mayo y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En base a lo informado por los grandes consumidores del SING, para 2015 se espera un crecimiento anual de la demanda eléctrica cercano al 14,1%, 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, 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 8 proyectos solares por un total de 306 MW, de los cuales 164 MW entrarían en la segunda mitad del 2015. También se espera la entrada en operación de la central Cochrane I en la primera parte del 2016.

Tabla 4: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep

Supuestos SING			Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2015		8,4%	14,1%	19,8%
	2016		2,7%	2,7%	2,7%
Combustible	Diesel promedio US$/Bbl		87,20		
	Carbón US$/Ton	Mejillones	74,76		
		Angamos	78,72		
		Tocopilla	77,42		
		Andina	67,77		
		Hornitos	67,77		
		Norgener	71,10		
		Tarapacá	71,30		
	GNL US$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	4,8 - 10,1		
		Atacama	Sin GNL		
		Salta	No Considerado		
Disponibilidad GNL	U16		Limitada		
	CTM3		Limitada		
	Otros		Sin GNL		

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición de demanda baja el costo marginal promedio anual alcanza los 50,7 US$/MWh, en comparación a los 63,8 US$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta el costo marginal promedio anual podría alcanzar 74,1 US$/MWh.

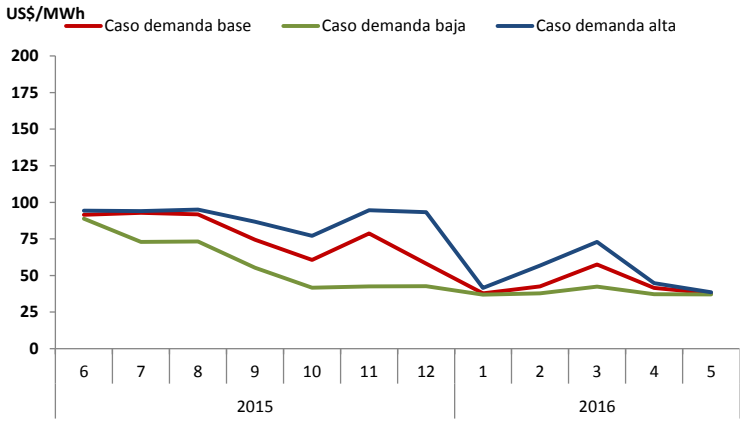


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

La proyección de costos marginales es altamente sensible a los mantenimientos considerados para las unidades generadoras. Para su simulación se consideró el programa de mantenimiento mayor para el 2015 publicado por el CDEC-SING, vigente desde el 1 de junio. En este ámbito, la proyección efectuada presenta variaciones con respecto a la realizada en el mes anterior, donde destaca la mantención de la Unidad 13 de E-CL, en el mes de junio, particularmente importantes por ser una unidad 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

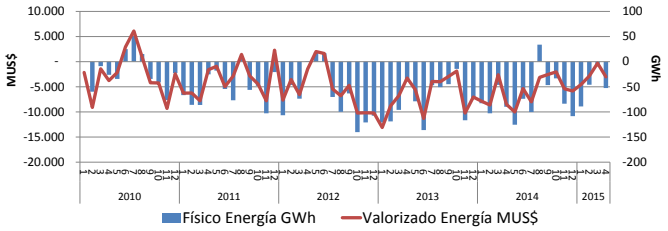
En el mes de mayo, E-CL y AES Gener disminuyeron su generación GNL debido a las restricciones de operación de la central CTM3. Por su parte, Celta aumentó su generación a carbón y GasAtacama aumentó su operación en base a diésel debido a trabajos en el sistema de transmisión.

E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2015	May 2015	May 2014
Diesel	4	2	4
Fuel Oil Nro. 6	6	8	19
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	603	618	546
Gas Natural	146	136	147
Hidro	4	3	4
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	763	768	720

Costos Variables prom. May 2015 (US$/MWh)	
Andina Carbón	36,3
Mejillones Carbón	34,7
Tocopilla GNL	40,8

Transferencias de Energía Abr 2015	
Total Generación (GWh)	763
Total Retiros (GWh)	815
Transf. Físicas (GWh)	-52,6
Transf. Valorizadas (MUS$)	-3.008

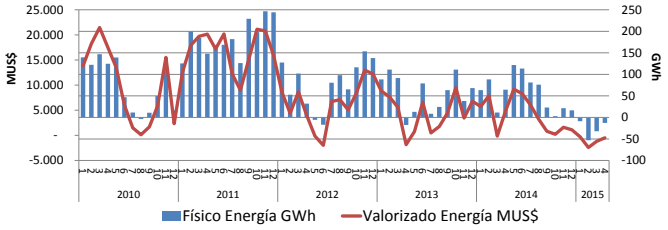


AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2015	May 2015	May 2014
Diesel	0	0	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	452	477	583
Gas Natural	87	21	20
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	539	498	603

Costos Variables prom. May 2015 (US$/MWh)	
Angamos (prom. 1 y 2)	38,7
Norgener (prom. 1 y 2)	33,4
Mejillones GNL (CTM3 AES Gener)	106,2

Transferencias de Energía Abr 2015	
Total Generación (GWh)	539
Total Retiros (GWh)	552
Transf. Físicas (GWh)	-12,7
Transf. Valorizadas (MUS$)	-496

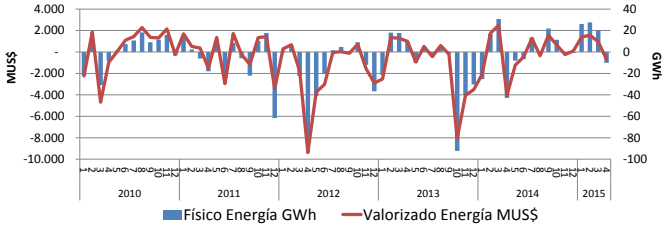


Celta

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2015	May 2015	May 2014
Diesel	0,7	0,4	0,5
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	77	98	68
Gas Natural	0	0	0
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	78	99	69

Costos Variables prom. May 2015 (US$/MWh)	
Tarapacá Carbón	32,7

Transferencias de Energía Abr 2015	
Total Generación (GWh)	78
Total Retiros (GWh)	88
Transf. Físicas (GWh)	-10,2
Transf. Valorizadas (MUS$)	-701

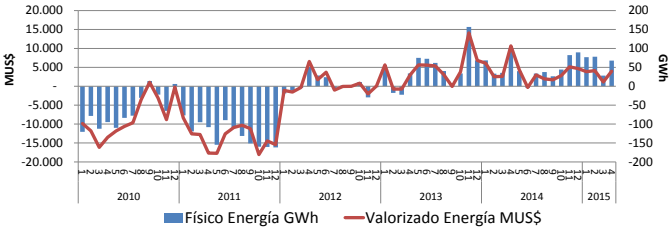


GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2015	May 2015	May 2014
Diesel	91	150	66
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	91	150	66

Costos Variables prom. May 2015 (US$/MWh)	
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	125,1

Transferencias de Energía Abr 2015	
Total Generación (GWh)	91,5
Total Retiros (GWh)	23,8
Transf. Físicas (GWh)	67,7
Transf. Valorizadas (MUS$)	3.983



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a mayo de 2015, es de 84,2 US$/MWh para el SIC y 90,2 US$/MWh para el SING, referidos a barra de suministro (ver Tabla 5).

En la Tabla 6 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 5 y 6 sólo consideran las licitaciones de suministro oficializadas a través del último decreto de precio nudo promedio correspondiente a mayo de 2014.

Tabla 5: 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	82,1	17.527
COLBÚN	84,3	6.932
AES GENER	81,3	5.529
GUACOLDA	71,3	900
CAMPANARIO	111,9	990
M. REDONDO	106,5	303
D. ALMAGRO	109,2	220
PUYEHUE	94,9	165
PANGUIPULLI	123,7	506
PUNTILLA	112,7	83
Precio Medio de Licitación SIC	**84,19**	
SING		
E-CL	90,2	2.365
Precio Medio de Licitación SING	**90,16**	

Tabla 6: 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	69,4	13.533
Chilquinta	91,4	3.137
EMEL	82,6	2.522
CGED	106,6	9.123
SAESA	79,6	4.838
Precio Medio de Licitación SIC	**84,19**	
SING		
EMEL-SING	90,2	2.365
Precio Medio de Licitación SING	**90,16**	

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de abril de 2015, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.346 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 187 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante abril fue igual a 399 GWh, es decir, superó en un 113% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de abril, la mayor parte fue generada por centrales eólicas (29%), seguidas por centrales biomasa (27%) y solares (23%). Finalmente, la menor generación fue de centrales hidráulicas con un 21% 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 abril, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

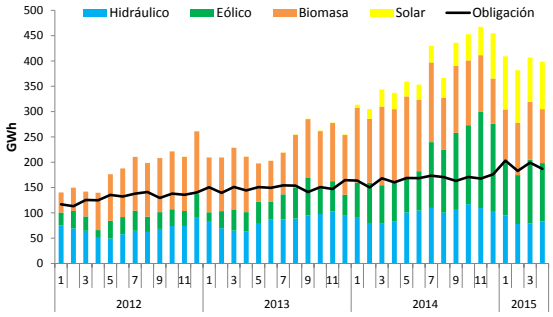


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

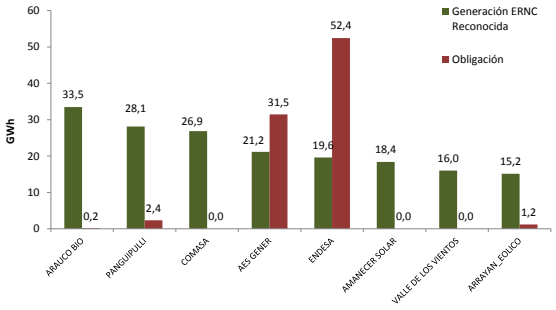


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, abril de 2015 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Proceso de Licitaciones 2015-01 y 2015-02	Franquicia tributaria, ley de concesiones y cambio de giro ENAP	Regulación de la distribución de gas de red
El día 19 de mayo se aprobaron las bases de licitación del proceso 2015-01, que busca contratos de energía para suministrar a clientes regulados en el periodo 2021 a 2040. Además, el día 15 de junio se aprobaron las bases de licitación del proceso 2015-02, que busca contratos de energía para el periodo 2017 a 2036 (ver más).	En primer trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que busca: ampliar franquicias tributarias relativas a sistemas solares térmicos; modificar la Ley de Concesiones dando la posibilidad de caución cautelar en juicios posesorios para proyectos ERNC; y ampliar el giro de ENAP a generación eléctrica (ver más).	En primer 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).

Gobierno autoriza interconexión eléctrica entre Chile y Argentina (ver más)
Según un comunicado de AES Gener, la generadora podrá utilizar a partir de este momento su línea de transmisión de 345 kV.

Enap: 15 consorcios están interesados en asociarse en generación eléctrica (ver más)

Central de 500 MW de Enap en Concón entraría en octubre al SEA (ver más)
Iniciativa también considera la construcción de una línea de transmisión que transitaría por Concón, Quintero y Quillota.

Cuentas de consumos altos en Santiago subirán sobre $900 y bajarán más de $10.000 en Alto Bío Bío y Nacimiento (ver más)
Siete de cada diez comunas que hay en el país tendrán bajas en sus boletas eléctricas. Los hogares con más gasto energético del Gran Santiago serán los que pagarán en parte esta rebaja.

Endesa afina detalles para puesta en marcha de Bocamina en próximas semanas (ver más)
Centrales partieron en abril proceso de prueba que fue coordinado con la autoridad y las comunidades.

Colbún: central hidroeléctrica San Pedro inicia evaluación ambiental por modificaciones (ver más)

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 6.794 MW, con una inversión de MMUS$ 14.269. En el último mes se aprobaron ambientalmente cinco proyectos de generación, dos eólicos que suman 213 MW entre ambos y tres solares fotovoltaicos por un total de 139 MW de capacidad. Además, ingresaron a evaluación ambiental cinco nuevos proyectos: tres proyectos solares (305 MW), "Parque Eólico Cardonal" de 30 MW ubicado en la región de O'Higgins y la reevaluación ambiental del proyecto a carbón "Pirquenes" de 50 MW en la región del Biobío.

En el SING, los proyectos en calificación suman 2.737 MW, con una inversión de MMUS$ 3.969. En el último mes se aprobó ambientalmente el proyecto "Planta Solar Atacama 2" de 220 MW ubicado en la región de Antofagasta. Además, no se ingresaron nuevos proyectos a evaluación en el último mes.

Tabla 7: 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	1.700	3.509	5.158	10.630
Hidráulica	987	2.044	3.074	4.927
Solar	2.654	6.726	4.253	9.773
Gas Natural	1.310	1.648	957	617
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	1	0	1.764	5.528
Biomasa/Biogás	92	260	384	744
Carbón	50	82	5.236	10.031
TOTAL	**6.794**	**14.269**	**20.896**	**42.579**

Tabla 8: 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	1.147	2.284	6.656	22.258
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 Nº 6	0	0	216	302
Geotérmica	0	0	50	180
Hidráulica	300	385	0	0
TOTAL	**2.737**	**3.969**	**12.273**	**31.837**

Descargue las estadísticas del Reporte Systep y del sector eléctrico desde nuestro sitio web.

- **Datos de la operación**
- **Precios**
- **Resumen por empresa**
- **Suministro a clientes regulados**
- **Datos de infraestructura**

www.systep.cl

Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510
Fax +56 2 2232 2637

reporte@systep.cl
www.systep.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007
Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | **Gerente General**
rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V. | **Subgerente de Mercado Eléctrico y Regulación**
plecaros@systep.cl

Iván Chaparro U. | **Líder de Proyectos**
ichaparro@systep.cl

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