

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Septiembre 2015

[Volumen 8, número 9]

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

Un organismo independiente para las licitaciones de suministros regulados

Un mercado de contratos es esencial para el desarrollo de capacidad eficiente de generación, permitiendo por un lado gestionar el riesgo en los ingresos de energía de los generadores, y por otro lado, entregar precios de energía predecibles para los clientes. En el caso de los contratos licitados de suministro para las empresas distribuidoras, su principal objetivo es despejar el precio más bajo de energía para los clientes regulados por medio de la generación de ofertas competitivas, entregando certeza a todos los actores involucrados en el mercado de contratos.

Persiguiendo dicho objetivo, a comienzos de este año se aprobó la Ley 20.805 que perfecciona el mecanismo de licitaciones de suministro para clientes regulados. Esta ley incorporó positivos cambios, corrigiendo deficiencias del antiguo sistema. Por un lado, el periodo de licitación presentaba plazos que dificultaban el ingreso de nuevos actores (generadores), razón por lo cual la ley aumenta el requerimiento de antelación para la contratación de energía de 3 a 5 años y extiende la duración máxima de los contratos de 15 a 20 años. Por otro lado, existía una falta de instrumentos y flexibilidades para que los generadores enfrentaran convenientemente el riesgo del mercado. Así, la nueva ley, otorga la posibilidad de revisar el precio contratado en caso de variaciones no previsibles en los costos de capital u operación. Adicionalmente, ofrece la posibilidad de postergar el plazo de inicio de suministro o término anticipado del contrato a proyectos asociados a nuevas centrales de generación, cuando el proyecto se retrasa o se vuelve inviable por razones no imputables a los propietarios. Por último, la ley establece que el valor máximo de las ofertas para cada licitación debe definirse en función de los bloques de energía licitada, el periodo de suministro y un costo de suministro estimado eficiente.

En particular, la nueva ley fortalece las atribuciones otorgadas a la Comisión Nacional de Energía (CNE), al señalar que este organismo debe diseñar, coordinar y dirigir el proceso de licitaciones, debiendo las empresas distribuidoras sujetarse a lo dispuesto en las bases de licitación y a lo requerido por la CNE. La ley establece que la CNE será la encargada de determinar anualmente las licitaciones de suministro necesarias para abastecer al menor costo de suministro los consumos de los clientes regulados, así como de aprobar los contratos de suministro y sus posibles modificaciones. Asimismo, las concesionarias de servicio público de distribución deberán monitorear su demanda permanentemente, debiendo informar semestralmente a la Comisión las proyecciones de demanda y las necesidades de suministro a contratar.

Es en este ámbito, dados nuevos cambios regulatorios en curso, donde existirían espacios de mejoras. El hecho de tener una organización gubernamental determinando las directrices del procedimiento licitatorio conlleva ciertos riesgos, como la exposición al ciclo político y la doble función de regulador y operador del mercado. Respecto a este último aspecto, al momento de definir las facultades e instrumentos que posee la CNE en el proceso licitatorio, la ley no establece ninguna regla que separe las funciones de operador y regulador de este organismo.

En este contexto, sería atractiva la incorporación a la dirección del proceso de un ente independiente del Estado, que posea autonomía de los grupos de interés y no esté afecto a la periodicidad política. Este organismo, de carácter técnico, debería monitorear permanentemente el mercado y analizar sus condiciones futuras, pudiendo por ejemplo ofrecer un portafolio eficiente de distintos tipos de contratos por medio de una evaluación de retorno-riesgo. Lo anterior, permitiría un proceso técnico-económico independiente, que entregue mayor certidumbre a todos los actores del mercado.

Un potencial candidato para cumplir esta función sería el nuevo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (CISEN), formulado en el proyecto de ley que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), presentado en agosto pasado. Dicho proyecto de ley tiene por objetivos principales definir nuevos principios para la coordinación y operación del sistema eléctrico y establecer nuevas reglas para la planificación, valorización y remuneración del sistema de transmisión.

El CISEN será resultado de la fusión de los actuales operadores de los sistemas interconectados, CDEC-SIC y CDEC-SING, y mantendrá las funciones que actualmente realizan estos organismos: preservar la seguridad del servicio, asegurar la operación económica del sistema y garantizar el libre acceso al sistema de transmisión. El proyecto de ley agrega nuevas funciones y facultades a este organismo operador, entre las que destaca el monitorear la competencia en el mercado eléctrico. Lo relevante es que lo define como un organismo independiente de los agentes y que no forma parte de la administración del Estado.

Así, el CISEN, o específicamente una Dirección perteneciente al mismo, podría ejercer la función de ente licitador, complementando su función de operador de mercado. De esta forma, se incorporaría al CISEN al proceso de diseño de las licitaciones, considerando que la proyección de la demanda y las condiciones del mercado son parámetros que podrían ser evaluados con precisión por este organismo, al analizar continuamente el mercado. A su vez, el CISEN se constituiría en un integrador único, coordinando el mercado al recibir la energía de los generadores y asignarla a los distintos tipos de contrato.

La futura creación del CISEN ofrece una interesante oportunidad para entregarle a un ente independiente del Estado y de los agentes del mercado, por medio del proyecto de ley que modifica la LGSE, las atribuciones correspondientes para diseñar un mercado de licitaciones más eficiente y menos proclive a los riesgos citados.

Finalmente, el costo político que puede conllevar un proceso de licitaciones, no justifica asignar a una institución gubernamental la conducción de un proceso de licitaciones, que busca conferir certeza a todos sus participantes.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de agosto la operación del SIC se caracterizó por una participación hídrica de un 51%, mayor a la del mes anterior (38%) pero menor a la del mes de agosto de 2014 (62%). En tanto, la participación de GNL disminuyó en un 9%, mientras que la participación a carbón también disminuyó en un 4%, ambos respecto al mes anterior (ver Figura 1).

Durante el mes de agosto estuvieron en mantenimiento mayor las unidades hidráulicas Canutillar U-2 (86 MW), La Confluencia U1 (83 MW), La Higuera U1 (77 MW), entre otras.

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, levemente por sobre los niveles de energía almacenada a igual fecha del año pasado (ver Figura 2).

Durante agosto la central San Isidro operó sólo 5 días debido a los bajos costos marginales de este mes, el precio promedio declarado fue de 7,65 US\$/MMBtu. Por su parte, la central Nehuenco prácticamente operó sólo con su segundo ciclo combinado por menor disponibilidad de gas, declarando un costo combustible nulo. En tanto, la central Nueva Renca perteneciente a AES Gener pero arrendada por Endesa operó con un precio GNL declarado de 7,86 US\$/MMBtu.

El costo marginal de agosto promedió 54,6 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 25,9% menor respecto al mes de julio de 2015 (73,7 US\$/MWh) y un 27% menor respecto a agosto de 2014 (74,8 US\$/MWh).

Desde el año 2006 que no habían costos marginales tan bajos en el SIC, esto se debe a una baja en el precio de los combustibles a nivel internacional y a que existe una mayor disponibilidad de energía base. Lo anterior se traduce en un menor valor del agua embalsada, lo que a su vez reduce los costos marginales del sistema.

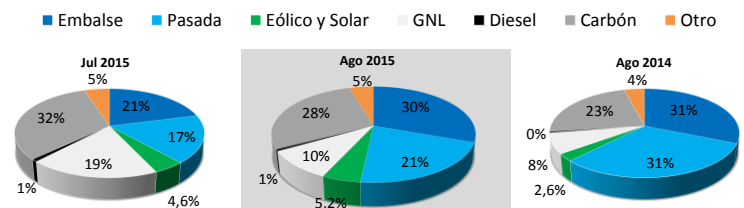


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

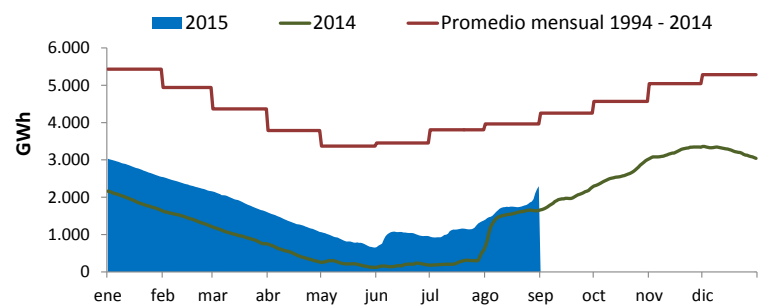


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC).

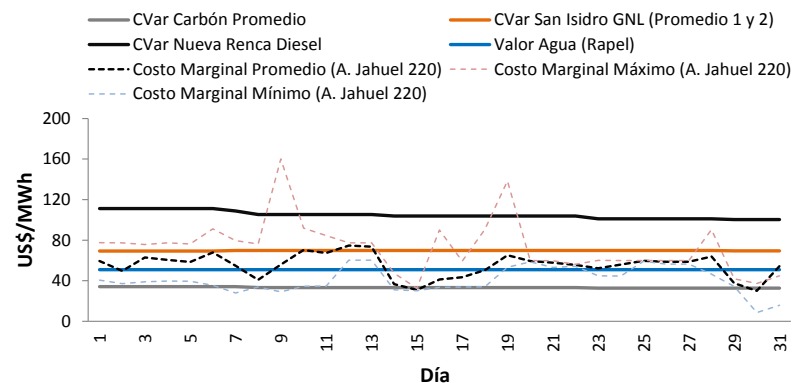


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de agosto (Fuente: CDEC-SIC)

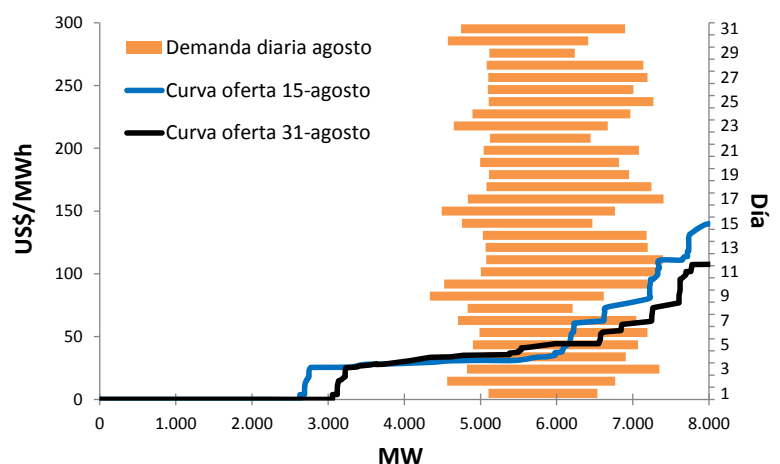


Figura 4: Demanda diaria durante agosto y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En esta proyección se considera el pronóstico de deshielo publicado por el CDEC-SIC para el periodo 2015-2016. Según las últimas actualizaciones de disponibilidad de GNL, se considera a la central San Isidro con capacidad completa de generación. En el corto plazo se mantiene el arriendo de la central Nueva Renca de AES Gener por parte de Endesa, para utilizar sus excedentes de gas natural.

No obstante lo anterior, no existe certeza que estas consideraciones ocurran exactamente como se han modelado, además de la posible entrada de nuevos proyectos ERNC, el retraso de obras de transmisión, la postergación de los mantenimientos anunciados por el CDEC-SIC y las manifestaciones del fenómeno del Niño podrían modificar los costos marginales proyectados.

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	2,3%	
	2016	4,5%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		73,5
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		75,5
	GNL	San Isidro	6,0
	US\$/MMBtu	Nehuenco	0,0
Disponibilidad GNL	Nueva Renca (*)		6,0
	San Isidro		12,0
	Nehuenco (Sep15 - Abr16)		Limitada
	Nehuenco (May16 - Jul16)		Limitada
Disponibilidad GNL	Nueva Renca (*) (Sep15)		0
	Nueva Renca (*) (Oct15 - Jul16)		Limitada

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

Tabla 2: 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. %
Sep-2015 a Dic-2015	43,16	9,69	54,70	18,02
Ene-2016 a Ago-2016	64.41	22.32	79.61	27.92

Para los próximos 12 meses se espera la entrada en operación de 889 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 793,6 MW son solares, 39 MW eólicos, 101,4 MW hídricos, y 55 MW de cogeneración. Para este periodo de proyección está considerado el ingreso de la central a carbón Guacolda V.

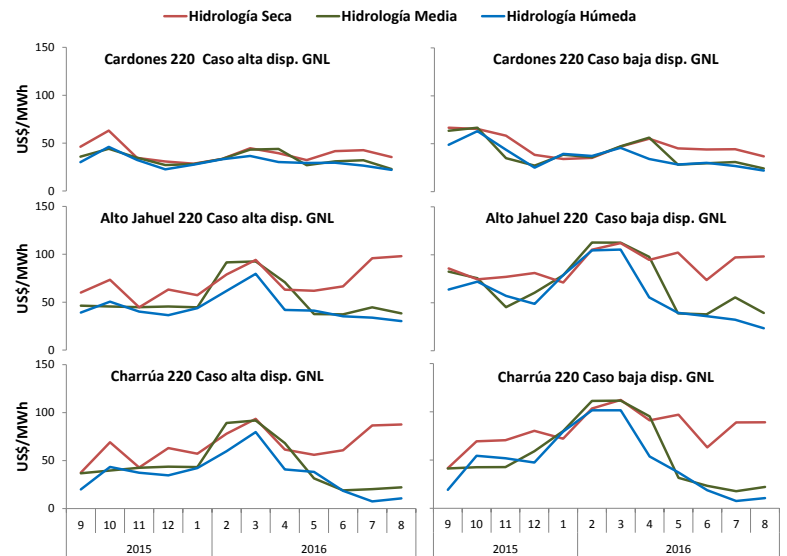


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

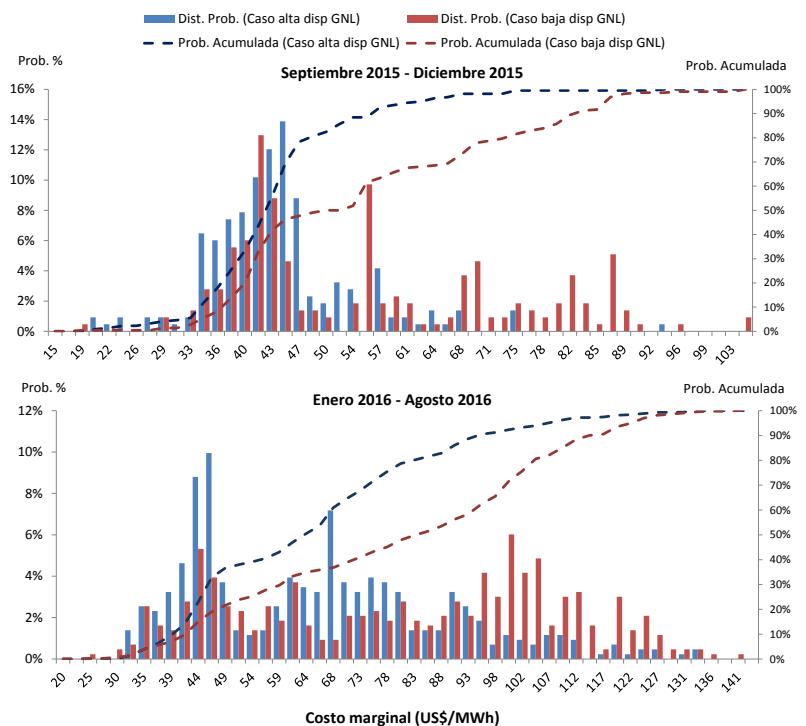


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

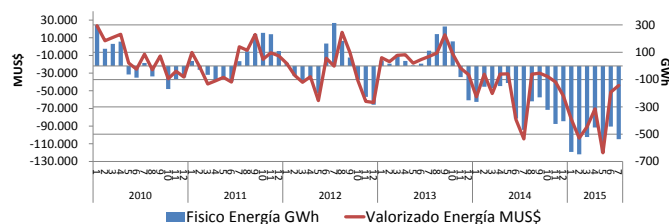
Análisis por empresa

En agosto, Endesa muestra una disminución de su generación a carbón producto de una falla en la central Bocamina II, además presenta una disminución de su generación en base a GNL por el arrendamiento de la central Nueva Renca de AES Gener. Por otra parte, Colbún presenta menor generación a GNL por indisponibilidad del combustible. En tanto Guacolda y Pehuenche aumentaron su generación con centrales a carbón e hidráulicas respectivamente.

Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Jul 2015	Ago 2015	Ago 2014
Pasada	216	261	260
Embalse	479	750	854
Gas	0	0	0
GNL	299	28	167
Carbón	263	73	30
Diésel	0	0	0
Eólico	10	12	13
Total	1.266	1.124	1.323

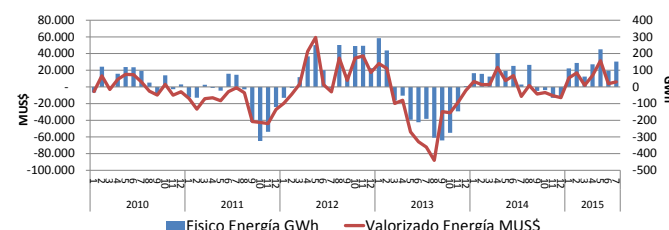
Costos Variables prom. Ago 2015 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	43,1
San Isidro GNL (prom. I y II)	69,7
Taltal Diesel	244,3
Transferencias de Energía Jul 2015	
Total Generación (GWh)	1.266
Total Retiros (GWh)	1.803
Transf. Físicas (GWh)	-536,8
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-44,0



Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2015	Ago 2015	Ago 2014
Pasada	182	210	237
Embalse	329	364	495
Gas	0	0	0
GNL	395	250	226
Carbón	221	244	208
Diésel	0	0	8
Eólico	0	0	0
Total	1.126	1.068	1.173

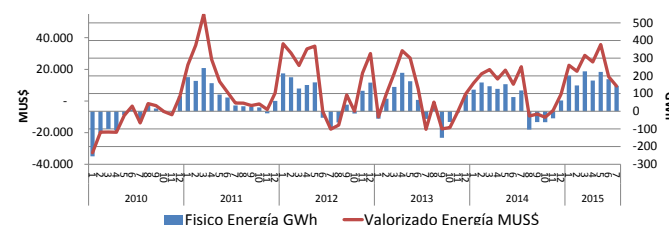
Costos Variables prom. Ago 2015 (US\$/MWh)	
Santa María	30,7
Nehuenko GNL (prom. I y II)	0
Nehuenko Diesel (prom. I y II)	111,9
Transferencias de Energía Jul 2015	
Total Generación (GWh)	1.126
Total Retiros (GWh)	974
Transf. Físicas (GWh)	152
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6,0



AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Jul 2015	Ago 2015	Ago 2014
Pasada	56	55	63
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	189	163	0
Carbón	594	526	526
Diésel	4	0	0
Eólico	0	0	0
Otro	3	2	2
Total	846	746	592

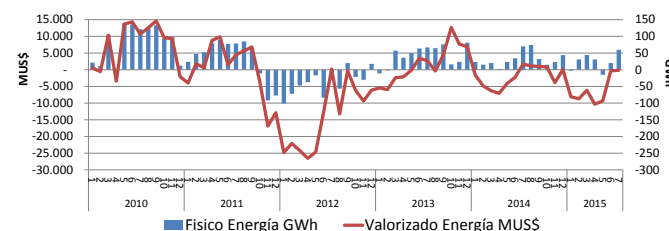
Costos Variables prom. Ago 2015 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	36,5
N. Ventanas y Campiche	33,8
Nueva Renca GNL	80,6
Transferencias de Energía Jul 2015	
Total Generación (GWh)	846
Total Retiros (GWh)	703
Transf. Físicas (GWh)	143,7
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	9,4



Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2015	Ago 2015	Ago 2014
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	397	420	434
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	397	420	434

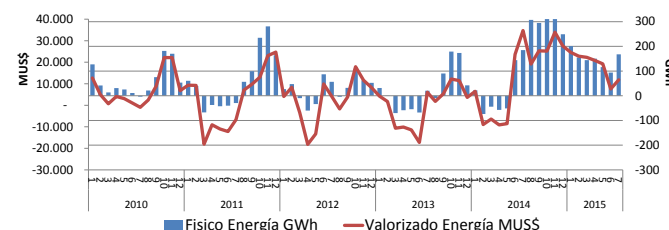
Costos Variables prom. Ago 2015 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	27,9
Guacolda III	25,7
Guacolda IV	27,7
Transferencias de Energía Jul 2015	
Total Generación (GWh)	397
Total Retiros (GWh)	337
Transf. Físicas (GWh)	59,8
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-0,1



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2015	Ago 2015	Ago 2014
Pasada	29	48	56
Embalse	160	256	280
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	189	303	336

Costos Variables prom. Ago 2015 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	
Transferencias de Energía Jul 2015	
Total Generación (GWh)	189
Total Retiros (GWh)	21
Transf. Físicas (GWh)	168
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	11,8



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de agosto presentó un aumento de la generación a carbón de un 4%, mientras que la generación con GNL aumentó en un 1%, ambos respecto al mes anterior. Esto se tradujo en una disminución de un 5% de la participación diésel. Cabe destacar el aumento de la participación solar en el SING, la cual se incrementó de un 0,5% en agosto de 2014 a un 2% en agosto de este año (ver Figura 7).

Durante agosto estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Angamos 2 (carbón, 273 MW) de AES Gener, CTM1 (carbón, 166 MW) de E-CL y TG3 (diésel, 38 MW) de E-CL.

El precio del GNL declarado por la unidad Tocopilla de E-CL fue de 5 US\$/MMBtu promedio en agosto. De este modo, el costo variable del GNL de E-CL se ubicó por encima de los costos variables promedio del carbón (ver Figura 8). Además, la unidad CTM3 de propiedad de E-CL pero arrendada por AES Gener operó con un costo declarado de GNL de 12,4 US\$/MMBtu.

Los costos marginales de agosto en demanda baja fueron marcados por el carbón, mientras que en demanda alta la tecnología marginal se turnó entre el diésel y el GNL (ver Figura 8).

El promedio mensual del costo marginal de agosto en la barra Crucero 220 fue de 59,6 US\$/MWh, lo cual representa un aumento del 17,9% respecto del mes de julio (50,6 US\$/MWh), y una disminución de un 16% respecto a agosto de 2014 (70,7 US\$/MWh).

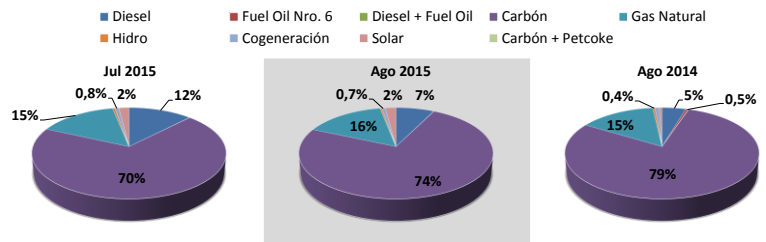


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

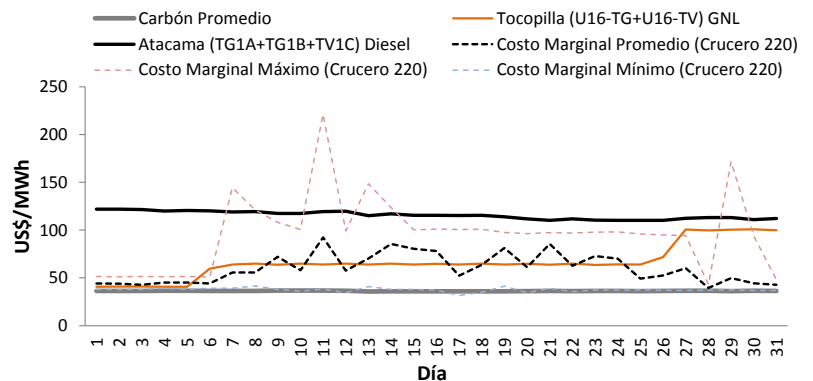


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de agosto (Fuente: CDEC-SING)

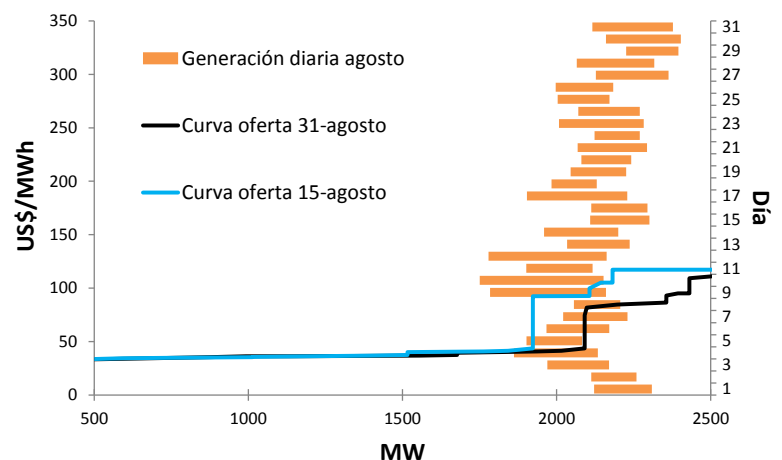


Figura 9: Generación diaria durante agosto y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

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 10,4%, impulsado por la toma de carga de nuevos proyectos industriales durante el 2015. Sin embargo, existe incertidumbre respecto del cumplimiento efectivo de las condiciones de demanda esperadas. Esta situación que en el pasado ha conducido a sobrestimaciones en las proyecciones de demanda informadas por las empresas y puede intensificarse por la actual situación del precio del cobre. En particular se ha considerado para el 2016 la reducción cercana al 50% de la explotación informada por la Minera El Abra.

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 390 MW, de los cuales 80 MW entrarían el último trimestre del 2015. También se espera la entrada en operación de la central a carbón Cochrane I en la primera parte del 2016.

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

Supuestos SING			Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2015		5,4%	10,4%	15,4%
	2016		4,0%	4,0%	4,0%
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl			81,4	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones		74,6	
		Angamos		74,4	
		Tocopilla		75,4	
		Andina		65,9	
		Hornitos		67,1	
		Norgener		74,5	
		Tarapacá		76,8	
Disponibilidad GNL	GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla		4,3 - 12	
		U16 CTM3 Otros		Limitada Sin GNL Sin GNL	

Nota: La central Salta no es considerada en esta proyección

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición de demanda baja, el costo marginal promedio de los 12 meses proyectados alcanza los 40,6 US\$/MWh, en comparación a los 42,9 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta, el costo marginal promedio anual podría alcanzar 47,2 US\$/MWh.

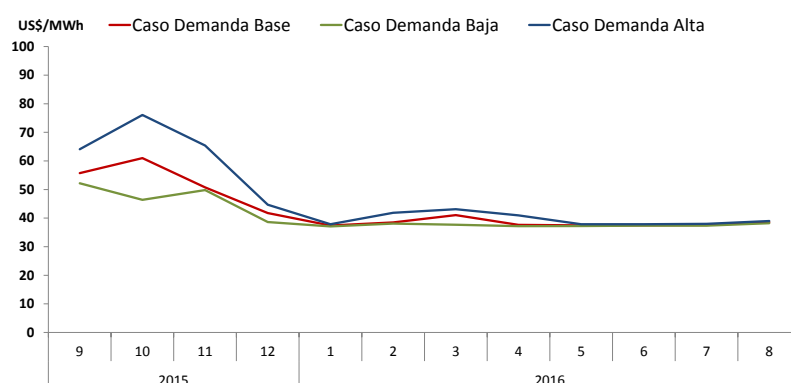


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

La proyección de costos marginales es altamente sensible a los mantenimientos considerados para las unidades generadoras. Para su simulación se consideró la última actualización disponible del programa de mantenimiento mayor para el 2015 publicado por el CDEC-SING. En este ámbito, la proyección efectuada no presenta mayores variaciones con respecto a la realizada en el mes anterior.

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 la unidad U16.

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.

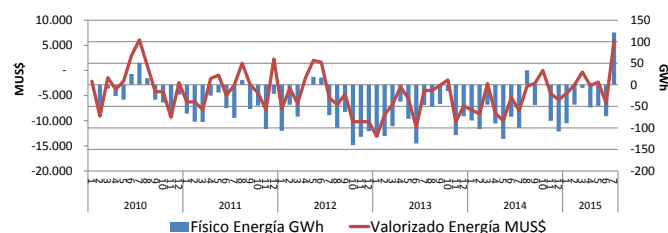
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de agosto, E-CL aumentó su generación a carbón debido a que terminó el mantenimiento mayor de la unidad CTM1. Por su parte, AES Gener aumentó su generación con carbón debido al término del mantenimiento mayor de la central Angamos 1. Celta disminuyó su generación a carbón producto de una falla de su central Tarapacá, al igual que GasAtacama disminuyó su operación en base a diésel.

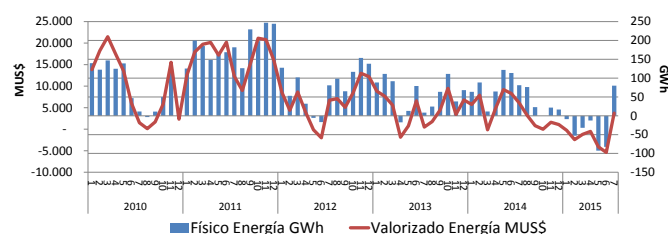
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2015 (US\$/MWh)	
	Jul 2015	Ago 2015	Ago 2014		
Diesel	2	2	2	Andina Carbón	34,2
Fuel Oil Nro. 6	0	0	7	Mejillones Carbón	35,3
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	66,4
Carbón	568	608	606	Transferencias de Energía Jul 2015	
Gas Natural	139	121	148	Total Generación (GWh)	714
Hidro	4	4	3	Total Retiros (GWh)	592
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	121,5
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	5.775
Total	714	735	765		



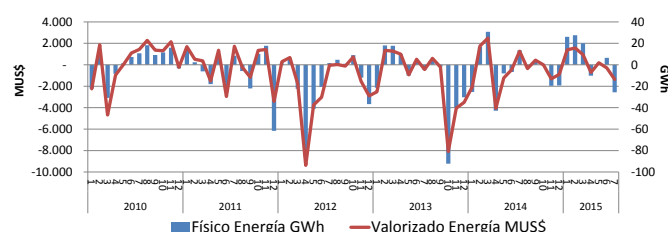
AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2015 (US\$/MWh)	
	Jul 2015	Ago 2015	Ago 2014		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	38,6
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	33,5
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Mejillones GNL (CTM3 AES Gener)	97,0
Carbón	392	483	468	Transferencias de Energía Jul 2015	
Gas Natural	75	95	63	Total Generación (GWh)	467
Hidro	0	0	0	Total Retiros (GWh)	387
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	79,8
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	3.730
Total	467	578	532		



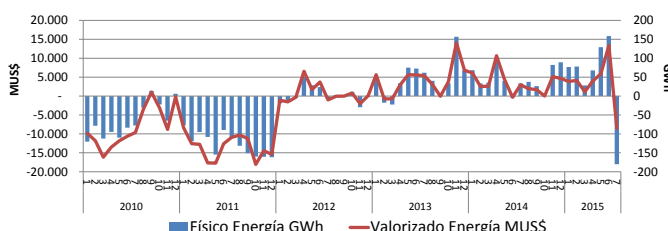
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2015 (US\$/MWh)	
	Jul 2015	Ago 2015	Ago 2014		
Diesel	0,5	0,8	0,2	Tarapacá Carbón	35,0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Jul 2015	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	103
Carbón	102	59	65	Total Retiros (GWh)	128
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-25,7
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-1.366
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	103	60	65		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Ago 2015 (US\$/MWh)	
	Jul 2015	Ago 2015	Ago 2014		
Diesel	184	109	64	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	115,6
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Jul 2015	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	200,2
Carbón	0	0	0	Total Retiros (GWh)	380,3
Gas Natural	16	22	0	Transf. Físicas (GWh)	-180,1
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-8.566
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	200	131	64		



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a agosto de 2015, es de 83,1 US\$/MWh para el SIC y 76 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 febrero de 2015.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de julio de 2015, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.682 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 207 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante julio fue igual a 498 GWh, es decir, superó en un 140% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de julio, la mayor parte fue generada por centrales eólicas (29%), seguidas por centrales biomasa (26%) e hidráulicas (26%). Finalmente, la menor generación fue de centrales solares con un 19% 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 julio, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	80,4	18.006
COLBÚN	84,5	6.932
AES GENER	78,3	5.529
GUACOLDA	69,5	900
CAMPANARIO	117,9	990
M. REDONDO	112,3	303
D. ALMAGRO	115,1	220
PUYEHUE	92,6	165
PANGUIPULLI	122,6	561
PUNTILLA	118,8	83
Precio Medio de Licitación SIC	83,1	
SING		
E-CL	76,0	2.365
Precio Medio de Licitación SING	76,0	

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	67,7	13.579
Chilquinta	88,0	3.468
EMEL	78,1	2.544
CGED	109,5	9.205
SAESA	75,1	4.892
Precio Medio de Licitación SIC	83,1	
SING		
EMEL-SING	76,0	2.365
Precio Medio de Licitación SING	76,0	

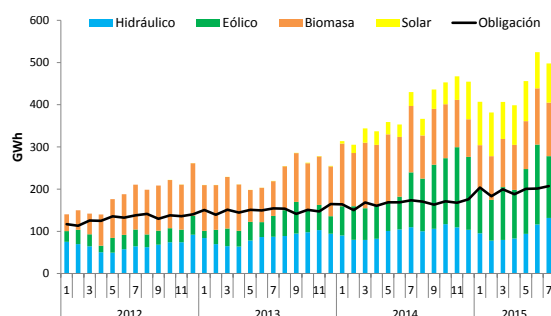


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

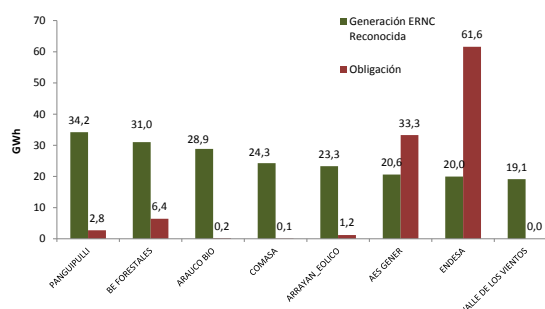


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, julio de 2015 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Franquicia tributaria, ley de concesiones y cambio de giro ENAP	Regulación de la distribución de gas de red	Equidad tarifaria y reconocimiento a comunas generadoras	Nueva ley de transmisión y organismo coordinador (CDEC)
En segundo 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) (ver más) .	En segundo trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que "Modifica la ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica". Este proyecto de ley busca modernizar la actual ley para enfrentar las nuevas exigencias regulatorias y corregir los vacíos de la legislación vigente (ver más) .	En primer trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que "Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, para introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas". El 2 de septiembre se ingresó la urgencia simple para este proyecto (ver más) .	El 7 de agosto ingresó a la Cámara de Diputados el proyecto de ley que busca crear un nuevo coordinador del sistema que reemplace a los actuales CDEC's y modificar las metodologías actuales de planificación, definición de trazados y remuneración del sistema de transmisión (ver más) (ver más) .

Costos marginales de electricidad marcan su nivel más bajo en diez años [\(ver más\)](#)

Este descenso no incidirá en las cuentas de luz. El aporte hidroeléctrico alcanza actualmente el 51,7%, mientras el peso de la energía térmica es casi diez puntos menor, según datos del CDEC-SIC.

Se aprueban dos parques solares para la Región de Valparaíso [\(ver más\)](#)

Ambos proyectos serán desarrollados por la empresa SunEdison Chile Limitada, y se les estima una vida útil de 25 años.

Enap firma acuerdo para suministro de gas natural a Colbún [\(ver más\)](#)

Acuerdo permitirá a la eléctrica utilizar dicho combustible en sus centrales de ciclo combinado y a la estatal colocar parte importante de su capacidad de regasificación y disponibilidad de GNL para el período 2016-2018.

Suprema falla a favor de la SEC y evita nueva alza en tarifas eléctricas [\(ver más\)](#)

Máximo tribunal resolvió que excedentes de licitaciones eléctricas son bienes de uso público.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 7.133 MW, con una inversión de MMUS\$ 13.321. En el último mes se aprobaron tres nuevos proyectos: "Nueva Planta Fotovoltaica Carrera Pinto Solar" (solar 90 MW), "SolaireDirect Generacion Carrera Pinto" (solar 47,44 MW) y "Parque Eólico Camarico" (eólica 39 MW). Además, ingresaron a evaluación ambiental seis nuevos proyectos, cinco proyectos solares que suman 590 MW y una planta de cogeneración a gas de 3,2 MW.

En el SING, los proyectos en calificación suman 2.659 MW, con una inversión de MMUS\$ 4.319. En el último mes se aprobó ambientalmente el "Proyecto Fotovoltaico Lagunas" de 63 MW, sin embargo no se ingresaron nuevos proyectos a evaluación.

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	1.760	3.621	5.209	10.741
Hidráulica	967	1.998	3.108	5.016
Solar	2.920	5.624	4.768	12.290
Gas Natural	1.310	1.648	378	227
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	0	0	1.764	5.528
Biomasa/Biogás	125	347	384	744
Carbón	50	82	5.236	10.031
TOTAL	7.133	13.321	20.917	44.906

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	1.069	2.634	6.940	22.908
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	2.659	4.319	12.556	32.487

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

septiembre2015



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.