

Informe Security: EECL

Paulina Barahona N. (paulina.barahona@security.cl)

Marzo 2017

RECOMENDACIÓN: SOBREPONDERAR

Precio Objetivo a 12-18 Meses \$1.380

Precio de Mercado: \$ 1.130

MÚLTIPLOS ESTIMADOS DE EECL

	2015	2016	2017 E	2018 E	2019 E
Precio/Utilidad	14,6	6,5	18,3	10,0	7,1
Bolsa/Libro	0,79	0,87	0,88	0,84	0,81
FV/EBITDA	6,7	7,8	8,5	6,9	5,4

FV = Pat Bursátil + Interés Minoritario + Deuda Financiera - Caja y Equivalentes

VALORIZACIÓN EECL (Millones de Dólares)

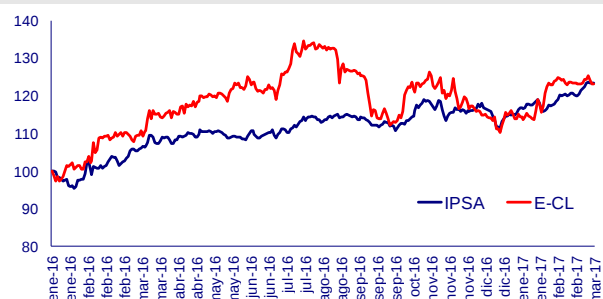
Caja	278,3
Inv. en Empresas Relacionadas	83,4
VP Flujos de Caja	2.672,3
Valor Económico de los Activos	3.033,9
Deuda Financiera	-748,9
Interés Minoritario	-83,6
Valor Económico del Patrimonio	2.201,4
Número de Acciones*	1.053,3
Dividend Yield	1,6%
Precio de Mercado	1.130,0
Precio Objetivo 12-18 Meses (\$)	1.379

* En millones de acciones

RESULTADOS EFECTIVOS Y PROYECTADOS (Millones de Dólares)

	2015	2016	2017 E	2018 E
Ingreso por Ventas	1.142,8	967,5	1.037,9	1.108,1
Costo de Ventas	-924,7	-790,7	-835,5	-819,2
Gastos de Adm. y Ventas	-43,2	-31,5	-35,2	-43,2
Resultado Operacional	174,9	145,3	167,2	245,7
EBITDA	313,0	284,8	327,5	406,0
Utilidad Neta	94,3	255,0	96,8	177,2

EVOLUCIÓN BURSÁTIL (Base 100: Enero 2016)



Hemos actualizado nuestra visión para Engie Energía Chile (EECL), estimando un precio objetivo de \$1.380 en un horizonte de 12-18 meses, consistente con una recomendación de Sobreponderar.

Tras un periodo de volatilidad en resultados debido a la sobrecontratación de su capacidad, **actualmente la política de EECL es asumir compromisos en línea con su capacidad eficiente (en esencia carbón, gas y energías renovables)**. Lo anterior, sumado a la indexación de sus tarifas a los precios de los combustibles, con condiciones de traspaso de riesgos regulatorios y a eficiencias, ha permitido incluso mejorar sus márgenes.

Con la adjudicación del contrato en el SIC, la firma no sólo activó sus posibilidades de expansión, sino además comenzó un favorable proceso de diversificación operacional, a precios interesantes considerando las tarifas de las últimas licitaciones de energía. Esto se complementa con una estrategia de financiamiento que por el momento no ha generado un *stress* financiero. En este sentido, valoramos la obtención de un *project finance* y un socio para la línea de interconexión (TEN), lo que le permitirá concentrar sus recursos en su negocio principal.

También es destacable el perfil de vencimientos de contratos de EECL, de mayor plazo que sus pares en la industria, a tarifas bastante atractivas. Ello no implica que esté ajena a la discusión de precios de largo plazo de la energía, pero al menos le entrega mayor cobertura ante la incertidumbre que primaría en los próximos años.

A nuestro juicio, las principales fuentes de riesgos de esta tesis sería un retraso en la puesta en marcha de sus proyectos, alzas en los costos marginales frente a requerimientos de compra de energía, la necesidad de recursos alternativos en función de su plan de inversiones, un escenario de precios de energía más ajustado y posibles conflictos de interés con su controlador en futuros proyectos de ERNC.

VALORIZACIÓN EECL

La valorización económica de Engie Energía Chile (EECL) se basa en un modelo de flujos de caja descontados. Estimamos un precio objetivo de \$1.380 por acción en un horizonte de 12-18 meses, consistente con una recomendación de Sobreponderar.

Cuadro 1: ESTADO DE RESULTADOS EFECTIVO Y PROYECTADO
(Cifras en Millones de Dólares)

	2014	2015	2016	2017 E	2018 E	2019 E
Ingreso por Ventas	1.241,2	1.142,8	967,5	1.037,9	1.108,1	1.342,8
Crecimiento (%)	2,8%	-7,9%	-15,3%	7,3%	6,8%	21,2%
Costo de Ventas	-1.021,5	-924,7	-790,7	-835,5	-819,2	-936,0
Gastos de Adm. y Ventas	-47,3	-43,2	-31,5	-35,2	-43,2	-59,3
Resultado Operacional	172,4	174,9	145,3	167,2	245,7	347,6
Crecimiento (%)	46,1%	1,5%	-16,9%	15,0%	47,0%	41,5%
Margen Operacional	13,9%	15,3%	15,0%	16,1%	22,2%	25,9%
EBITDA	306,5	313,0	284,8	327,5	406,0	502,6
Crecimiento (%)	21,9%	2,1%	-9,0%	15,0%	24,0%	23,8%
Margen Ebitda	24,7%	27,4%	29,4%	31,6%	36,6%	37,4%
Utilidad Neta	89,1	94,3	255,0	96,8	177,2	251,2

Fuente: Departamento de Estudios Security y Reportes de la compañía

Cuadro 2: FLUJO DE CAJA EFECTIVO Y PROYECTADO
(Cifras en Millones de Dólares)

	2014	2015	2016	2017 E	2018 E	2019 E
Resultado Operacional	306,5	313,0	284,8	327,5	406,0	502,6
Impuestos	-170,3	-177,5	-174,4	-203,0	-226,7	-248,9
Resultado Después de Impuest	136,2	135,5	110,4	124,5	179,3	253,7
Deprec + Amort	134,1	138,1	139,5	160,3	160,4	155,0
Inversión Bruta	-79,3	-356,8	-369,9	-694,5	-242,0	-85,0
Cambio de Capital de Trabajo	-39,1	19,7	35,3	-7,0	-7,8	-23,7
Flujo de Caja de Activos	151,9	-63,4	-84,7	-416,6	89,9	300,1

Fuente: Departamento de Estudios Security y Reportes de la compañía

Cuadro 3: VALORIZACIÓN DE LA COMPAÑÍA
(Cifras en Millones de Dólares)

Caja	278,3
Inv. en Empresas Relacionadas	83,4
VP Flujos de Caja	2.672,3
Valor Económico de los Activos	3.033,9
Deuda Financiera	-748,9
Interés Minoritario	-83,6
Valor Económico del Patrimonio	2.201,4
Número de Acciones*	1.053,3
<i>Dividend Yield</i>	1,6%
Precio de Mercado	1.130,0
Precio Objetivo 12-18 Meses (\$)	1.379

* En millones de acciones

Fuente: Departamento de Estudios Security

Cuadro 4: MÚLTIPLOS EFECTIVOS Y PROYECTADOS

	2015	2016	2017 E	2018 E	2019 E
Precio/Utilidad	14,6	6,5	18,3	10,0	7,1
Bolsa/Libro	0,79	0,87	0,88	0,84	0,81
FV/EBITDA	6,7	7,8	8,5	6,9	5,4

FV = Pat Bursátil + Interés Minoritario + Deuda Financiera - Caja y Equivalentes

Fuente: Departamento de Estudios Security

Cuadro 5: SENSIBILIDAD DEL PRECIO OBJETIVO
FRENTE A VARIACIONES EN LA TASA DE DESCUENTO Y CRECIMIENTO NOMINAL A PERPETUIDAD

		Tasa de descuento relevante				
		6,5%	7,0%	7,5%	8,0%	8,5%
Tasa de Crecimiento a Perpetuidad	1,0%	1.479	1.380	1.292	1.212	1.139
	2,0%	1.540	1.426	1.327	1.240	1.162
	3,0%	1.635	1.496	1.379	1.280	1.192
	4,0%	1.807	1.612	1.461	1.339	1.237
	5,0%	2.209	1.843	1.608	1.438	1.306

Fuente: Departamento de Estudios Security

PRINCIPALES SUPUESTOS INCLUIDOS EN LA VALORIZACIÓN

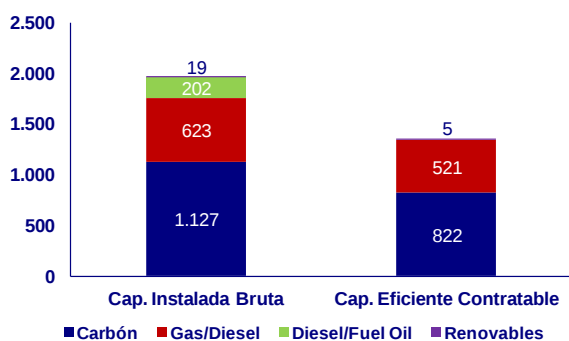
Cambio en Estrategia de Negocios Reactivó su Crecimiento

Ante la desaceleración que estaba presentando la actividad minera desde 2011, EECL estaba teniendo dificultades para cerrar un contrato de suministro de energía (lo que se denomina PPA, *Power Purchase Agreement*) con algún cliente importante del SING, estancando sus opciones de crecimiento. Pero a fines de 2014, al adjudicarse parte de la licitación en el SIC, el perfil de crecimiento de la compañía cambió radicalmente. La noticia activó su proyecto a carbón Infraestructura Energética Mejillones (IEM), que permanecía dormido con sus permisos ambientales aprobados. En paralelo, la empresa confirmó la construcción de la línea de interconexión SIC-SING (TEN), iniciativa que contaba con el apoyo del gobierno y donde el presupuesto de EECL resultó más conveniente. Estas decisiones resultaron muy relevantes para las perspectivas de la generadora, ya que impulsaron sus posibilidades de expansión de resultados y generó interesantes oportunidades de diversificación en términos de demanda.

En concreto, el contrato con distribuidoras que cerró en el SIC en diciembre de 2014 entra en vigencia en enero de 2018 por un plazo de 15 años. El bloque de energía equivale a 2.016 GWh en 2018 y 5.040 GWh por año, entre 2019 y 2032, lo que representa un 60% de su generación bruta actual. El precio de este contrato asciende a US\$110/MWh, valor muy superior al de la última licitación de referencia en el SIC realizada en agosto de 2016, donde promedió US\$47,6/MWh.

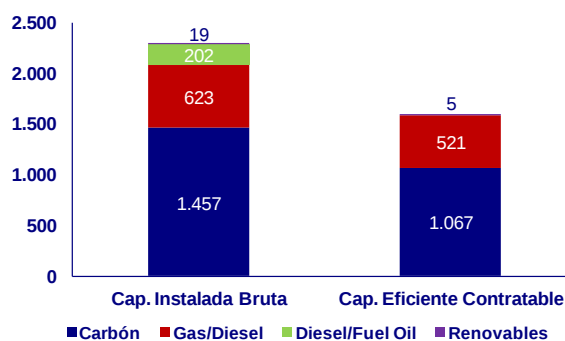
El proyecto IEM contempla la construcción de una central a carbón de 375 MW más un puerto, lo que sumaría una inversión de US\$1.014 millones. La central lleva un avance de obras de 57% (enero de 2017), en línea con los plazos estimados, previendo su inicio de operaciones en el 3T18, mientras que el puerto muestra un avance de 58%.

GRÁFICO 1: CAP. EFICIENTE CONTRATABLE (DIC-16)



Fuente: Presentación Corporativa y Departamento de Estudios Security

GRÁFICO 2: CAP. EFICIENTE CONTRATABLE (DIC-18)



Fuente: Presentación Corporativa y Departamento de Estudios Security

Respecto a la línea de interconexión de 600 km, conocida como TEN (Transmisora Eléctrica del Norte), su inversión ascendería a US\$827 millones. Al respecto, en enero de 2016 EECL concretó la venta del 50% de este activo a la española Red Eléctrica, lo que significó un fuerte respiro financiero para la empresa, al recibir un pago por US\$218 millones por las inversiones ya efectuadas y compartir futuros desembolsos. Además, en diciembre pasado, TEN cerró un *project finance* con 10 instituciones financieras por cerca de US\$750 millones, junto a un crédito IVA por US\$115 millones. El primer desembolso por US\$457 millones permitió a TEN pagar US\$171 millones a EECL.

La declaración de TEN como línea troncal¹ en enero de 2015 resultó favorable para EECL en términos de remuneración del proyecto y su uso por parte de otros operadores. En caso que se hubiera mantenido como línea privada, ello hubiera significado un contrato de uso exclusivo con un cliente y probablemente una subutilización de la línea.

¹ Esto implica que es de uso público, conectándose quienes lo requieran, con una remuneración cubierta en un 80% por generadores y 20% por consumidores.

Esta línea interconectará unidades de generación desde las cercanías de Copiapó hasta Mejillones. Se espera, esté operativa a fines del 3T17, lo que entrega posibilidades de pruebas y holgura considerando la fecha de compromiso de EECL con el regulador (enero de 2018). Sin embargo, la línea de transmisión Cardones-Polpaico a cargo del Grupo ISA (que unirá a TEN con el sistema central) estaría presentando retrasos en su construcción, lo que podría impedir a EECL cumplir con el plazo exigido en su contrato en el SIC. Frente a este inconveniente, la compañía podría recurrir momentáneamente al mercado *spot* o cerrar acuerdos de corto plazo con otras generadoras en caso de requerirlo. Pero también el contrato considera una cláusula de fuerza mayor que permitiría a EECL retrasar la entrega de energía por hasta 24 meses.

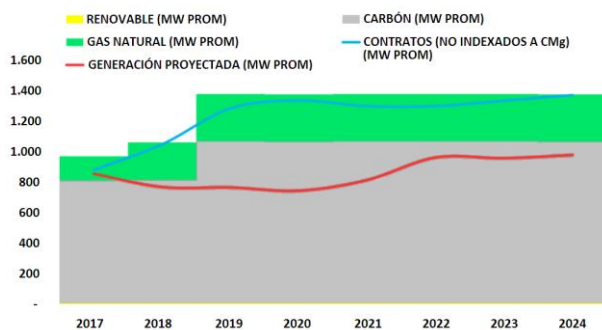
Nivel de Contratación en Línea con Capacidad Eficiente

Previo a 2015, los resultados de EECL se mostraron volátiles debido a su sobrecontratación, esto es, un nivel de energía contratada que superaba su generación eficiente. No obstante, el balance actual de la compañía se muestra más favorable, dejando atrás descálces entre precios de contratos y costos asumidos para su suministro (como ocurrió con el contrato con Emel) o la alta exposición a paralizaciones de centrales eficientes (como sucedió con las fallas de las centrales a carbón Andina y Hornitos).

La indexación de sus tarifas a los precios de los combustibles, una reducción en la energía comprometida en sus contratos, condiciones específicas de traspaso de riesgos en algunos de éstos y eficiencias operativas, han permitido estabilizar, e incluso mejorar gradualmente, sus márgenes operacionales (gráfico 4). Lo anterior, junto a un menor consumo de energía de parte de clientes libres (por una baja en la actividad minera), derivó en menores compras en el mercado *spot*, a precios que han tendido a la baja (pasando de niveles de US\$100/MWh a US\$60/MWh en 4 años).

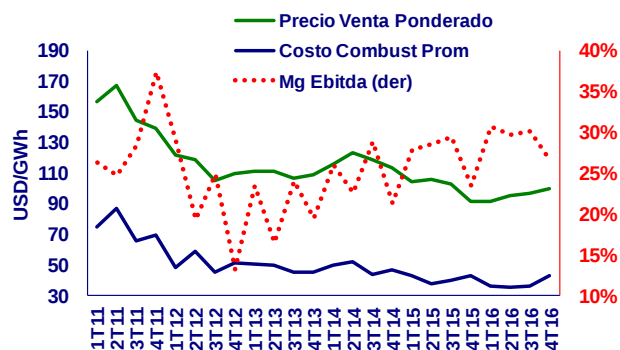
Por los próximos 8 años, considerando la disponibilidad de sus centrales eficientes (carbón, hidro, gas y ERNC), la compañía proyecta una contratación promedio de 90%-95% de esa capacidad al año, incluido el contrato del SIC (gráfico 3). Sin embargo, la empresa a su vez estima que ese porcentaje sería menor en la práctica, debido a que incluso su generación eficiente podría caer frente al ingreso de centrales más eficientes al SING, con lo cual podría pasar a ser más conveniente comprar energía a otros operadores.

GRÁFICO 3: ENERGÍA EFICIENTE Y CONTRATACIÓN (MW)



Fuente: Presentación Investor Day 2016

GRÁFICO 4: EVOLUCIÓN TARIFAS* Y MARGEN EBITDA



Fuente: Reportes de la compañía y Departamento de Estudios Security

*Nota: Promedio ponderado entre clientes libres y regulados.

Incluimos Proyecciones Conservadoras para Precio de Energía de Largo Plazo

Uno de los temas que ha entrado en debate en los últimos meses es cuál será la tendencia del precio de la energía en el mediano-largo plazo, consecuencia de la alta participación que están teniendo las energías renovables en las últimas licitaciones en el SIC. Aunque EECL presentaría menor exposición a este escenario al contar aún con contratos vigentes de larga duración a atractivos precios, inevitablemente venciendo éstos debería renegociarlos bajo el nuevo esquema tarifario.

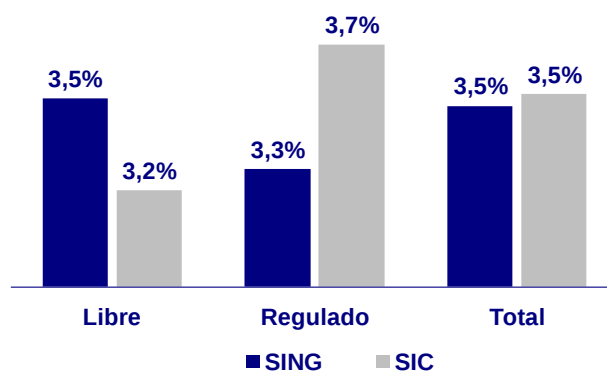
Como hemos mencionado en otros reportes de empresas de este sector, no consideramos sustentable precios de energía marcados por las ERNC, es decir, a niveles bajo los US\$50/MWh, debido a la necesidad de centrales de base (de costo marginal mayor) para garantizar una operación regular en el sistema. Al respecto, nuestra tesis apunta a que sería el gas natural el insumo que condicionará los futuros precios de la energía, el que implica actualmente valores entre US\$60-70/MWh.

Para el caso de EECL, asumimos la renovación de sus contratos a partir de 2018 a niveles de US\$60/MWh real (en la cota baja de nuestro rango estimado, en el marco de un perfil conservador).

Participación en Segmentos con Mayor Potencial de Crecimiento

De acuerdo a la Comisión Nacional de Energía (CNE), el crecimiento anual compuesto de la demanda de energía entre 2017 y 2031 sería de 3,5%, tanto en el SING como en el SIC (gráfico 5), pero el desglose por segmento varía según el sistema. Si en el SING son los clientes libres los que liderarían esta expansión, con un incremento promedio de 3,52% al año, en el SIC es el negocio regulado el que presentaría mayores tasas de aumento anual, promediando 3,73%. Como se puede apreciar, la desaceleración en la actividad minera mundial ha derivado en una mayor equidad en las proyecciones para el consumo energético entre ambos sistemas, situación muy distinta a la de 5 años atrás, donde la demanda de energía en el SING se distanciaba ampliamente de la del SIC.

**GRÁFICO 5: PROYECCIÓN CREC. PROMEDIO ANUAL
DEMANDA (2017-2031)**



Fuente: CNE (Informe Técnico 1S17) y Departamento de Estudios Security.

En este sentido, la nueva estrategia comercial de EECL le permitiría aprovechar positivamente estos cambios en la industria. Por un lado, al ser el principal operador del SING, con un 43% de participación, y concentrado esencialmente en el segmento libre, lo mantiene vinculado a un negocio que continuaría con interesantes tasas de consumo de energía, con la opcionalidad de alguna mejora en caso que vuelva un escenario favorable para los *commodities*. Pero también, con la adjudicación de un contrato con distribuidoras en el SIC, entra a participar en el sector con mayor potencial de alza de los principales sistemas del país, diversificando riesgos y con energía eficiente para cubrir sus requerimientos en ambos mercados.

Siguiente Etapa de Crecimiento Apuntaría a ERNC y Diversificación Geográfica

Si bien, los proyectos que están en construcción constituyen una fase importante de expansión para la compañía, igualmente la generadora mantiene en carpeta otras alternativas de inversión bastante relevantes.

Desde hace un par de años, EECL se encuentra trabajando en aumentar la relevancia de energías renovables dentro de su matriz. A la ya conocida posibilidad de expansión del proyecto solar Pampa Camarones (iniciativa que puede alcanzar una capacidad de 300 MW), con una inversión estimada de US\$620 millones, se suman la planta solar El Águila II (de 34 MW), por US\$100 millones, y el proyecto eólico Calama, que podría alcanzar una capacidad de 309 MW, pero que se encuentra en etapas más preliminares.

En paralelo, la empresa se encuentra trabajando en el proyecto Las Arcillas (480 MW), ciclo combinado que involucra un Capex de US\$450 millones. Tiene la particularidad de ubicarse en la región del Bío Bío, lo que para EECL implicaría diversificar su operación efectiva al SIC. En septiembre de 2016 se ingresó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y a la fecha se ha avanzado con la compra de terrenos y reuniones con comunidades de la zona.

Nuevas Exigencias Regulatorias

Dentro de los cambios regulatorios más recientes que involucran a centrales térmicas destacan los impuestos asociados al dióxido de carbono (2014) y la nueva normativa de límites a las emisiones (2011). La primera implica un impuesto de US\$5 por tonelada de CO₂ emitido por fuentes fijas de mayor tamaño, lo que se debiera ir acotando en la medida que energías renovables tomen mayor protagonismo dentro de la matriz de generación. La segunda establece la cantidad máxima de emisiones de material particulado, dióxido de azufre y óxido de nitrógeno permitida para las centrales termoeléctricas nuevas y antiguas de más de 50 MW, acercándose a los estándares de países con un mayor nivel de desarrollo (gráficos 6 y 7).

GRÁFICO 6: LÍMITE EMISIONES CENTRALES EXISTENTES (mg/Nm³)

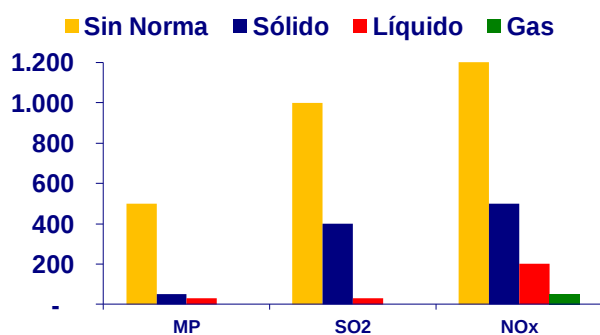
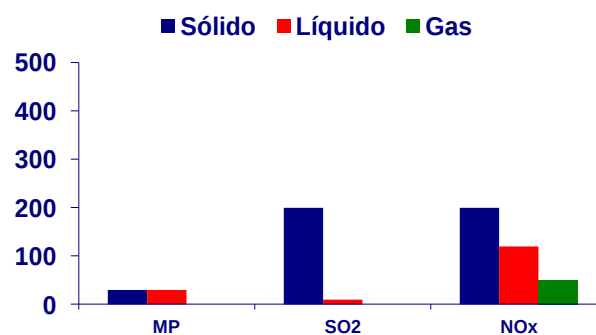


GRÁFICO 7: LÍMITE EMISIONES CENTRALES NUEVAS (mg/Nm³)



Fuente: Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Ministerio del Medio Ambiente y Departamento de Estudios Security

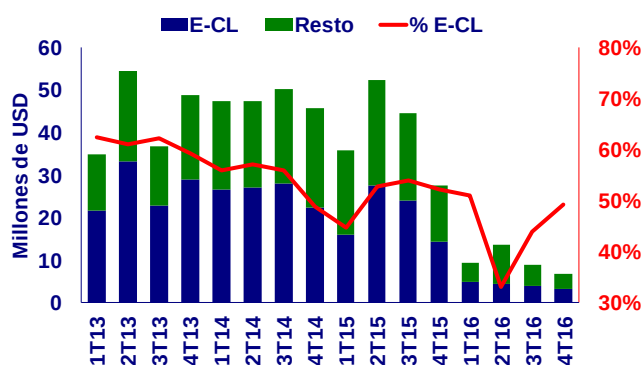
Respecto a la normativa de emisiones, las inversiones que EECL destinó para adecuarse a estas exigencias representaron US\$176 millones entre 2011-2015, a lo que se debe sumar el aumento en el OPEX asociado al uso de cal hidratada en centrales a carbón. En junio de 2015 se incorporó este insumo al proceso del complejo Tocopilla, lo que significó un aumento en el costo de operación por US\$16 millones. En 2016 dicha cal comenzó a ser empleada en Mejillones, Andina y Hornitos, lo que eleva la cifra a unos US\$40 millones por año. El tema es que, por el momento, este mayor costo no puede ser traspasado completamente a sus clientes (en 2016, sólo lo logró en un 55%), lo que obliga a la compañía a efectuar medidas

complementarias de eficiencias para mitigar el efecto. No obstante, este tipo de cambios regulatorios debieran ser incorporados en los precios de futuros contratos de suministro.

Cabe señalar también que en el SING opera un concepto llamado sobrecostos, que se refiere al costo de operación del sistema por sobre el costo de despacho vinculado a mayor seguridad en el servicio, pruebas, limitaciones de transmisión y costos por operación de centrales a su mínimo técnico. Este último se agregó en enero de 2013 a través del Decreto Supremo 130 y significó efectos negativos para las compañías de generación del norte. El mecanismo de pago consiste en sumar todos los sobrecostos y prorratearlos entre los generadores según sus retiros. La magnitud del monto está bastante ligada a la cantidad de diesel utilizado en el sistema y el precio del petróleo en cada período. Entre 2013 y 2015, la cifra alcanzó un promedio de US\$175 millones por año, y EECL tuvo que asumir unos US\$50 millones promedio en igual periodo, lo que equivale al 56% del total del sistema (gráfico 8).

Sin embargo, la entrada de oferta eficiente en 2016 implicó una reducción importante en este ítem. De hecho, a nivel de sistema la cifra cayó a US\$39 millones (-76%), de los cuales US\$16,5 millones fueron asignados a EECL (una prorrata de 43%). Esta nueva capacidad y la interconexión SIC-SING seguirían acotando, o eventualmente eliminando, esta variable dentro de los costos de la compañía.

GRÁFICO 8: SOBRECOSTOS SING (US\$ MILLONES)*



Fuente: CDEC-SING y Departamento de Estudios Security

*Nota: A la derecha se muestra prorrata correspondiente a ECL.

Presión Sobre Perfil Financiero se ha Acotado

Los proyectos en desarrollo mencionados anteriormente (TEN, IEM y puerto) suman requerimientos importantes para EECL en términos de inversión durante el periodo 2014-2018, involucrando unos US\$1.477 millones (excluyendo el monto vinculado al socio de TEN). En dicho período, también se deben agregar los avances en proyectos de ERNC y las inversiones efectuadas para la adaptación a la nueva normativa de emisiones.

En la primera fase de inversiones, uno de los temores por parte del mercado era la posibilidad de un incremento en sus ratios de endeudamiento y una posible baja en su clasificación de riesgo debido a las altas exigencias de inversión, lo que eventualmente podía gatillar la necesidad de un aumento de capital. Si bien, efectivamente se apreció un mayor *stress* financiero, la compañía no llegó a romper sus *targets* (gráficos 9 y 10). Y con los recursos recibidos tras la venta del 50% de TEN, las condiciones mejoraron bastante. Por ejemplo, con los datos al 4T16, el ratio Deuda Bruta/Ebitda se ubica en 2,7x, lejos de los niveles cercanos a 3,5x que primaron en 2013.

GRÁFICO 9: DEUDA FINANCIERA BRUTA/EBITDA (LTM)

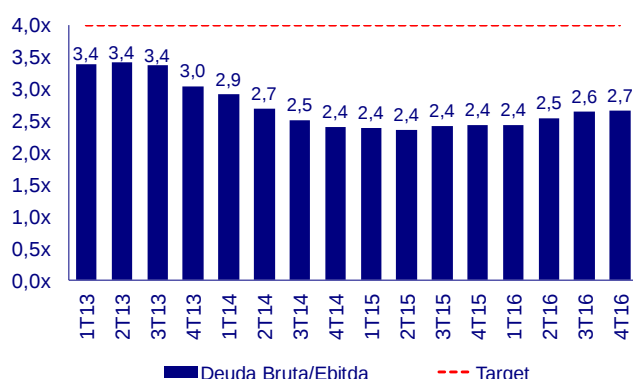
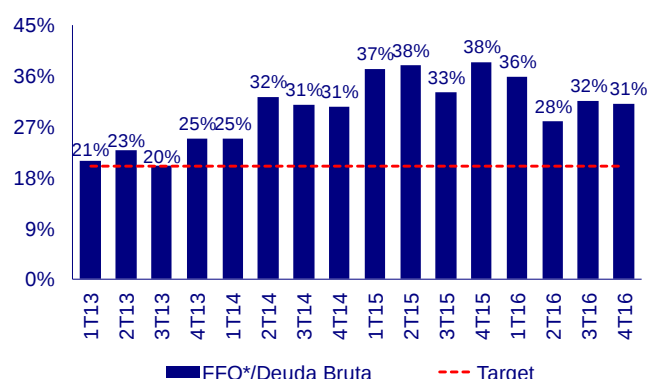


GRÁFICO 10: FFO*/DEUDA BRUTA (LTM)



Fuente: Presentación corporativa, SVS y Departamento de Estudios Security. (*) Flujo de Efectivo por Operaciones.

El programa de Capex (cuadro 6) para las operaciones corrientes y nuevos proyectos alcanzaría US\$513 millones este año, a lo que habría que sumar US\$36 millones estimados de aporte de capital por TEN (considerando el financiamiento del 80% a través del *project finance*) y US\$363 millones que se esperan invertir en TEN (donde EECL aportaría la mitad).

CUADRO 6: PROGRAMA DE INVERSIONES EECL

Capex (US\$ Millones)	2015	2016	2017e	2018e	TOTAL
E-CL Operación Actual	88	56	80	84	308
IEM (incluyendo puerto)	109	314	433	158	1.014
TOTAL	197	370	513	242	1.322
TEN Capex (100%)	160	290	363		813 (*)
TEN Cont. Capital (~10%)	16	29	36		81

(*) US\$14 millones fueron invertidos antes de 2015.

Notas:

1. El proyecto TEN está desconsolidado; se asume que la contribución de capital de ECL será del 10% del costo total invertido
2. Sin asumir nuevo CAPEX para proyectos en energías renovables.
3. Las cifras del CAPEX están expresadas sin el IVA y los intereses durante la construcción.

Fuente: Presentación corporativa EECL.

Al respecto, al cierre del ejercicio 2016, el *stock* de caja de la empresa ascendía a US\$279 millones, mientras que el Ebitda fue de US\$285 millones. Además, EECL cuenta con una línea de crédito por US\$270 millones con bancos internacionales, sin uso hasta la fecha. Todas estas herramientas serían suficientes para cubrir sus necesidades. De acuerdo a la generadora, sólo alguna oportunidad interesante de inversión (por ejemplo, de alguna central de energía renovable con problemas financieros o la activación de algún proyecto vinculado al cierre de algún contrato) sería el gatillante para incorporar otras opciones de financiamiento, entre ellas la emisión de acciones o de un bono híbrido, pero por el momento su política mantendría un perfil más bien conservador.

Atentos a Posible Conflicto de Interés con Controlador

De acuerdo a anuncios efectuados por Engie (ex GDF Suez, controlador de EECL), el grupo no tendría en carpeta la realización de proyectos basados en carbón, por lo que el foco de crecimiento vendría en gran medida a través de energías renovables. Si bien, en el pasado Engie afirmó que EECL sería su único vehículo de inversión en generación en Chile, con la adquisición de la

francesa Solaire Direct en 2015, que poseía activos de ERNC en Chile, ahora maneja centrales de generación de manera paralela, los que se sumaron a las centrales Laja I y Monte Redondo que ya mantenía en el SIC.

Aún cuando estos antecedentes no implican un freno efectivo al crecimiento de EECL, sí podría significar un futuro conflicto de interés con los accionistas minoritarios de la generadora frente a la asignación de inversiones del grupo. Al respecto, ambas compañías estarían evaluando un acuerdo de desarrollo conjunto de proyectos para aminorar los ruidos vinculados a esta variable.

OTROS SUPUESTOS DE VALORIZACIÓN

- La depreciación sobre activo fijo se proyectó en base a tasas históricas implícitas en los balances de la compañía, pero desde que se efectuó el cambio contable que extendió la vida útil de centrales carboneras (lo que disminuyó el gasto por depreciación).
- La caja y la deuda financiera corresponden a los últimos estados financieros presentados por la compañía (diciembre de 2016).
- En materia tributaria, se asumió que la tasa de impuestos alcanza paulatinamente un 27% en 2018, en línea con la Reforma Tributaria (24% en 2016, 25,5% en 2017 y 27% en 2018).
- En el largo plazo, estimamos que la empresa invierte un monto equivalente a la depreciación de sus activos fijos.
- A partir de 2019 se estimó que la compañía renueva sus contratos vencidos de modo que en el mediano-largo plazo la generación estimada cubra cerca del 95% de sus ventas estimadas (en línea con desempeño histórico).
- La tasa de crecimiento nominal anual de largo plazo de los flujos de caja asciende a 3%.
- En relación a las indexaciones de sus contratos de suministro, las proyecciones consideran un precio de cierre para el petróleo WTI en torno a US\$55 por barril en 2017, manteniéndose por debajo de US\$60 el barril por los próximos 5 años. Respecto al carbón, estimamos un alza de 35% este año, para posteriormente caer un 15% en total en los dos años siguientes. El precio del GNL (Henry hub) se movería alineado al precio del WTI. Por último, el IPC de Estados Unidos mantendría un alza de 2% por año.
- La tasa de costo de capital (WACC) ocupada para el descuento de flujos de EECL, así como las variables empleadas para su cálculo, se presentan en el Cuadro N° 7.

CUADRO 7: ESTIMACIÓN DE COSTO DE CAPITAL NOMINAL DE EECL EN DÓLARES

Datos WACC	
Tasa Libre de Riesgo	4,0%
Premio Riesgo	6,0%
Tasa Mercado	10,0%
Beta	0,90
Deuda Financiera Sobre Activos	30%
Patrimonio Sobre Activos	70%
Costo de la Deuda	4,2%
Costo del Patrimonio	9,4%
WACC Nominal en Dólares	7,5%

Fuente: Departamento de Estudios Security

DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS SECURITY

Felipe Jaque S.	Economista Jefe	felipe.jaque@security.cl	(562) 25844540
César Guzmán B.	Gerente Macroeconomía	cesar.guzman@security.cl	(562) 25844075
Jorge Cariola G.	Analista Senior Macroeconomía	jorge.cariola@security.cl	(562) 25842392
Rosario Del Río D.	Analista Renta Fija Internacional	rosario.delrio@security.cl	(562) 25843017
Constanza Pérez S.	Subgerenta de Estudios Renta Variable	constanza.perez@security.cl	(562) 25844998
Juan José Ayestarán N.	Subgerente de Renta Fija Corporativa	juanjose.ayestaran@security.cl	(562) 25842390
Paulina Barahona N.	Analista Senior de Inversiones	paulina.barahona@security.cl	(562) 25842049
Martín García-Huidobro	Analista de Inversiones	martin.garciahuidobro@security.cl	(562) 25842391
Juan Carlos Prieto Z.	Analista de Inversiones	juancarlos.prieto@security.cl	(562) 25815533
Yessenia González del C.	Editora de Contenidos y Comunicaciones	yessenia.gonzalez@security.cl	(562) 25844572
Aldo Lema N.	Economista Asociado	aldo.lema@security.cl	(562) 25844540

Este informe puedes descargarlo desde nuestro sitio Web

www.inversionessecurity.cl

twitter: Inv_Security