

Informe Security: ENELAM

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

Junio 2017

RECOMENDACIÓN ENELAM: SOBREPONDERAR

Precio Objetivo 12-18 meses: \$155

Precio de Mercado : \$124

MÚLTIPLOS ESTIMADOS DE ENELAM

	2016	2017 E	2018 E	2019 E
Precio/Utilidad	16,5	22,7	21,7	21,0
FV/EBITDA*	6,3	7,2	7,0	6,7

* FV = Pat Bursátil + Interés Minoritario + Deuda Financiera - Caja

VALORIZACIÓN ENELAM (Millones de Dólares)

Valor Económico Suma de Partes	14.913,9
Caja	817,9
Inv. En Empresa Relacionada	2,1
Gastos Holding	-868,9
Valor Deuda Individual Enersis	-632,2
Ajuste Deuda por Tipo de Cambio	6,9
Valor Económico del Patrimonio	14.239,7
Descuento por Holding (5%)	-712,0
Número de Acciones*	58.325
Precio de Mercado**	\$ 124
Precio Objetivo 12-18 meses**	\$ 155

* En millones de acciones

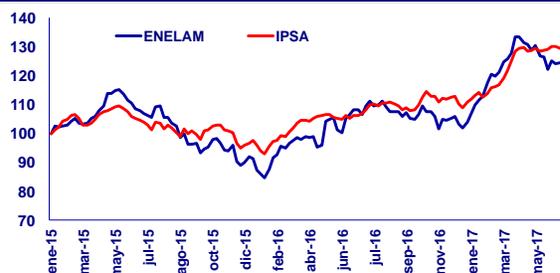
** Valor acción en pesos

EERR EFECTIVO Y PROYECTADO (Cifras en Millones de Dólares)

	2015*	2016*	2017 E	2018 E
Ingreso por Ventas	8.100,1	7.684,3	9.172,8	9.513,9
Costo de Ventas	-4.243,3	-3.910,8	-5.238,8	-5.369,8
Depreciación y Amort.	-550,6	-630,2	-655,4	-721,1
Gastos de Adm. y Ventas	-1.389,1	-1.343,7	-1.549,0	-1.511,3
Resultado Operacional	1.917,2	1.799,6	1.729,7	1.911,6
EBITDA	2.467,7	2.429,8	2.385,1	2.632,7
Utilidad Neta	1.010,8	566,4	483,5	528,9

(*) Datos originales en pesos chilenos, se ajustaron a dólar promedio del ejercicio

EVOLUCIÓN ENELAM V/S IPSA



Hemos actualizado nuestra cobertura de Enelam, estimando un precio objetivo de \$155 en un horizonte de 12-18 meses, con una recomendación de Sobreponderar.

El escenario de cambios regulatorios que la compañía está enfrentando en la región aportará nuevas posibilidades de mejora en sus resultados. En particular, destacan las medidas lideradas por el gobierno de Macri en Argentina, que no sólo entregan un real marco regulatorio para el sector de distribución (ausente desde el 2002), sino además establece un escenario claro de reajustes tarifarios para los siguientes años. Quedan pendientes eso sí mayores avances en el segmento de generación eléctrica, donde falta un modelo de eficiencia para la matriz, regularizar el suministro de combustibles e incentivar la inversión, lo que entregaría otro potencial de retorno para la compañía. En Brasil, en tanto, destaca el acuerdo con el regulador para adecuarse a las condiciones de demanda de su filial en Río de Janeiro, flexibilizando sus índices de calidad y mejorando su remuneración. Creemos que todos estos avances aún no se plasman por completo en el precio de la acción.

En este sentido, su plan estratégico 2017-2019 apunta de hecho a fortalecer el desempeño operacional de filiales más debilitadas en los últimos años, donde Argentina y Brasil sobresalen al concentrar el 62% de su inversión estimada.

Por último, destacamos que la región aún cuenta con posibilidades atractivas de crecimiento inorgánico, aspecto que la empresa podría financiar sin inconvenientes accediendo al mercado financiero, al contar con holgados ratios de deuda. Además, la firma ha demostrado en el pasado ser eficaz en mejorar el rendimiento de activos adquiridos.

Estimamos que los principales riesgos para el holding provienen de las condiciones hídricas que presente la región, ajustes tarifarios distintos a los incorporados en este análisis y desempeños más desafiantes en términos de calidad de servicio y manejo de pérdidas en distribución eléctrica.

VALORIZACIÓN ENELAM

La valorización económica de Enel Américas (Enelam) se basa en un modelo de suma de partes, en función de flujos de caja descontados para cada uno de sus activos. Estimamos un precio objetivo de \$155 por acción en un horizonte de 12-18 meses, lo cual es consistente con una recomendación de Sobreponderar.

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

	2015*	2016*	2017 E	2018 E
Ingreso por Ventas	8.100,1	7.684,3	9.172,8	9.513,9
Crecimiento (%)		-5,1%	19,4%	3,7%
Costo de Ventas	-4.243,3	-3.910,8	-5.238,8	-5.369,8
Depreciación y Amort.	-550,6	-630,2	-655,4	-721,1
Gastos de Adm. y Ventas	-1.389,1	-1.343,7	-1.549,0	-1.511,3
Resultado Operacional	1.917,2	1.799,6	1.729,7	1.911,6
Margen Operacional	23,7%	23,4%	18,9%	20,1%
Crecimiento (%)		-6,1%	-3,9%	10,5%
EBITDA	2.467,7	2.429,8	2.385,1	2.632,7
Margen Ebitda	30,5%	31,6%	26,0%	27,7%
Crecimiento (%)		-1,5%	-1,8%	10,4%
Utilidad Neta	1.010,8	566,4	483,5	528,9

(*) Datos originales en pesos chilenos, se ajustaron a dólar promedio del ejercicio

Fuente: Reportes de la empresa y Departamento de Estudios Security.

CUADRO 2: VALORIZACIÓN POR SUMA DE PARTES

Activo	Part. Empresa	Pat. Económico USD MM	Valor para Enelam USD MM
Gx Colombia	48,5%	4.095,8	1.986,4
Gx Perú	90,1%	2.804,2	2.525,2
Gx Argentina	60,4%	1.310,3	791,4
Gx y Tx Brasil	99,2%	3.340,5	3.313,8
Dx Colombia	48,4%	1.992,1	964,2
Dx Perú	75,7%	1.763,7	1.335,1
Dx Argentina	72,1%	1.273,8	918,4
Dx Brasil	91,0%	3.385,2	3.079,4
		19.965,6	14.913,9

Fuente: Reportes de la empresa y Departamento de Estudios Security.

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

Valor Económico Suma de Partes	14.913,9
Caja	817,9
Inv. En Empresa Relacionada	2,1
Gastos Holding	-868,9
Valor Deuda Individual Enersis	-632,2
Ajuste Deuda por Tipo de Cambio	6,9
Valor Económico del Patrimonio	14.239,7
Descuento por Holding (5%)	-712,0
Número de Acciones*	58.325
Precio de Mercado**	\$ 124
Precio Objetivo 12-18 meses**	\$ 155

* En millones de acciones

** Valor acción en pesos

Fuente: Departamento de Estudios Security.

CUADRO 4: MÚLTIPLOS EFECTIVOS Y PROYECTADOS

	2016	2017 E	2018 E	2019 E
Precio/Utilidad	16,5	22,7	21,7	21,0
FV/EBITDA*	6,3	7,2	7,0	6,7

* FV = Pat Bursátil + Interés Minoritario + Deuda Financiera - Caja

Fuente: Reportes de la empresa y Departamento de Estudios Security.

CUADRO 5: SENSIBILIDAD DEL PRECIO OBJETIVO (\$) FRENTE A VARIACIONES EN LA TASA DE DESCUENTO Y CRECIMIENTO A PERPETUIDAD

Tasa de Crecimiento Nominal a Perpetuidad	Tasa de descuento relevante				
	0,0%	7,9%	8,4%	8,9%	9,4%
0,0%	149	137	127	118	110
1,0%	166	152	139	128	119
2,0%	190	171	155	142	130
3,0%	224	198	177	160	145
4,0%	281	240	210	185	166

Fuente: Departamento de Estudios Security.

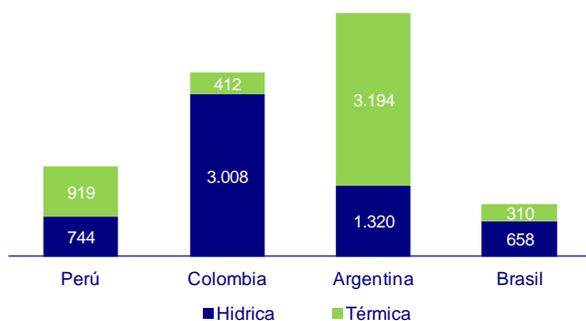
PRINCIPALES SUPUESTOS INCLUIDOS EN LA VALORIZACIÓN

Cambio en la Exposición de sus Negocios Tras Reestructuración Societaria

Al finalizar la reestructuración de activos del Grupo Enel, la participación del negocio de generación eléctrica dentro de los ingresos de Enel Américas (continuadora de Enersis) pasó a ser menor, cayendo desde un 40% a un 32%, puesto que cerca del 70% de la valorización de Endesa (ex filial de generación) correspondía a Chile. Los activos que actualmente agrupa Enel Américas incluyen al resto de las operaciones que manejaba el grupo en la región, y la relevancia de éstas en sus resultados quedó de la siguiente manera: Brasil pasó a ser el mayor aportante en ingresos, con un 37% del total, seguido por Colombia, con 30%, dejando a Perú y Argentina con 18% y 15%, respectivamente.

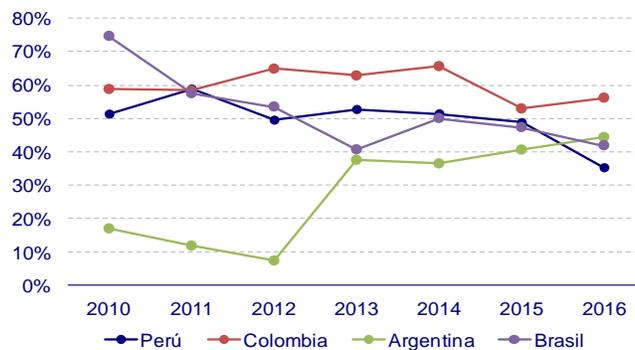
A nivel de capacidad instalada, que alcanza 10.565 MW, la compañía se mantiene con una mayor presencia en centrales hídricas (54% del total), porcentaje similar al que manejaba previo a la reestructuración. Si bien, lo anterior implica un relativo equilibrio entre capacidad térmica e hídrica, el caso de Colombia es llamativo, pues un 88% de su matriz es hídrica, lo cual es relevante considerando que representa el 32% de la capacidad total (gráfico 1). Este efecto se acrecienta a nivel de producción efectiva, por priorizarse la generación más eficiente. Esto se refleja en que Colombia sea relevante en términos de producción (35% del total), y por su carácter hídrico, el mercado de mayor Margen Ebitda dentro del negocio de generación (gráfico 2). Aunque Argentina es el país que posee una mayor capacidad instalada, la baja operatividad de la central Costanera (gas) hace que su contribución sea menor en términos de generación y margen.

GRÁFICO 1: CAPACIDAD INSTALADA POR PAÍS (MW)



Fuente: Presentación corporativa y Departamento de Estudios Security

GRÁFICO 2: MARGEN EBITDA POR PAÍS EN NEGOCIO DE GENERACIÓN*

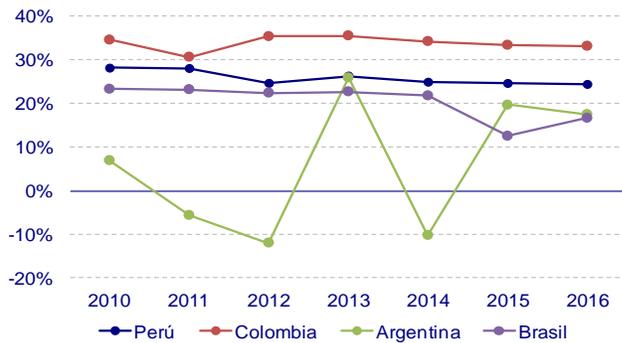


Fuente: Reportes de la empresa y Departamento de Estudios Security.
(*) Desde 2013 incorpora activos de Enel aportados en reestructuración.

El negocio de distribución, en tanto, por tratarse de un servicio regulado, tiende a mostrar márgenes más estables pero más acotados que en el caso de generación eléctrica. Brasil ya era el más relevante en este negocio antes de la reestructuración, tanto en número de clientes como en ingresos y ventas de energía, por lo que la exclusión de Chile sólo fortaleció esta posición, representando al cierre de 2016 un 52% de los clientes totales, un 44% de los ingresos y un 36% de las ventas físicas. Sin embargo, al revisar en detalle el margen por mercado, Colombia vuelve a sobresalir, no sólo al presentar el mejor margen Ebitda en este negocio (gráfico 3), sino además al ser el mayor generador de Ebitda, con un 36% del total (dejando a Brasil segundo con un 33%).

Por su parte, la volatilidad en el margen de distribución de Argentina, cuyo tema tarifario trataremos más adelante, resulta de la intermitencia en la asignación y reconocimiento de subsidios por parte del regulador, única manera en que el sector ha logrado sobrevivir en estos años, y es un aspecto que se está trabajando en el gobierno de Mauricio Macri y que esperamos le permita a Enel Américas contar con una mayor rentabilidad en dicha operación por los próximos ejercicios.

GRÁFICO 3: MARGEN EBITDA POR PAÍS EN NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN*



Fuente: Reportes de la empresa y Departamento de Estudios Security.
 (*) Desde 2013 incorpora activos de Enel aportados en reestructuración.

CUADRO 6: ESTADÍSTICAS NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN POR FILIAL

	N° Clientes		Ventas Físicas		Ebitda	
	Millones	% Total	GWh	% Total	USD MM	% Total
Perú	1.367	10%	7.782	12%	211	17%
Colombia	2.430	18%	13.632	22%	453	36%
Argentina	2.505	19%	18.493	29%	172	14%
Brasil	6.944	52%	22.809	36%	415	33%

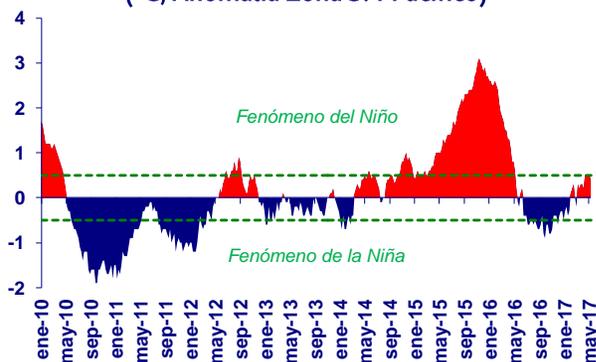
Fuente: Reportes de la empresa y Departamento de Estudios Security

Históricamente, la diversificación de las operaciones de Enel Américas en la región le ha permitido acotar la debilidad que por momentos ha exhibido alguno de los mercados donde tiene presencia. Es más, como la compañía está inserta tanto en el negocio de generación como de distribución de energía eléctrica (transmisión sólo en Brasil), equilibra así posibles oportunidades de expansión en capacidad instalada con una demanda con crecimiento relativamente constante. Todas estas condiciones han conformado resultados más estables en Enel Américas si los comparamos con otras empresas dentro del sector eléctrico, que se concentran además en generación eléctrica (más condicionada al escenario climático).

Condiciones Hidrológicas en la Región

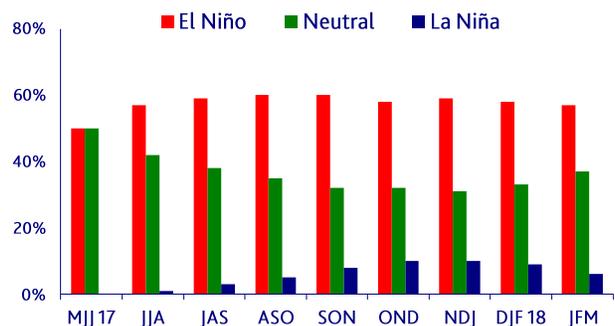
Uno de los mecanismos de pronóstico para las condiciones hidrológicas en la región se relaciona con la medición de la Temperatura Superficial del Mar (TSM) en el Océano Pacífico, cuya desviación de $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$ respecto a un rango histórico definen el predominio del Fenómeno del Niño o la Niña (o en su defecto un escenario neutral), con efectos dispares en las zonas donde Enel Américas tiene presencia. Considerando éstas, El Niño afecta con sequía a Colombia y el nordeste y centro de Brasil, mientras que para Perú, el sur de Brasil y Argentina implica un incremento en las precipitaciones. La Niña, por ende, se traduce en impactos inversos.

GRÁFICO 4: TEMPERATURA SUPERFICIAL DEL MAR (°C, Anomalía Zona 3.4 Pacífico)



Fuente: Reportes de la empresa y Departamento de Estudios Security.

GRÁFICO 5: MODELO DE PROBABILIDADES ENSO* (CPC/IRI)



Fuente: Reportes de la empresa y Departamento de Estudios Security

La mayoría de los modelos internacionales muestran a la fecha que la TSM tropical se mantendrá en condiciones de normalidad con una ligera tendencia al calentamiento durante los próximos meses (que implicaría mayor influencia de El Niño). Para el

segundo semestre, la predicción está siendo compleja, puesto que el Pacífico no ha mostrado señales muy claras, con constantes variaciones en sus indicadores. Si bien, algunos modelos climáticos muestran el retorno de El Niño a partir de julio o agosto de 2017 (gráfico 5), su probabilidad aún no es significativa.

Colombia: El país viene saliendo de una sequía que se prolongó durante 2S15 y 1S16 producto de la influencia de El Niño, que implicó campañas de ahorro energético y medidas de emergencia para mitigar la vulnerabilidad del sistema (al sumarse la escasez de gas) y el fuerte aumento en el costo marginal. En el inicio de esta temporada de lluvias, la región Andina (centro-oeste del país, donde están ubicadas las centrales hídricas de Enel) ha presentado precipitaciones fuertes y persistentes, aunque ya para junio se observa algún freno en este escenario.

Brasil: En medio de un proceso de normalización que aún está en curso tras sufrir los efectos de una sequía histórica en la zona norte y centro durante 2014-2015 y el sur del país en 2016, el país presenta situaciones mixtas en el nivel de sus embalses. En la zona donde se ubica la central Cachoeira Dourada de Enel (SE/CO), la energía embalsada se ubica por sobre los niveles de 2014-2015, pero todavía con un déficit de 35% respecto al promedio de los últimos 10 años, similar a la situación que se presenta a nivel nacional. La zona más crítica es el nordeste, donde la compañía tiene presencia pero a través de generación térmica.

Perú: Las inundaciones que afectaron al país en marzo-abril de este año se concentraron en la zona costera, y responden a un fenómeno que se ha denominado "Niño Costero" y que se deriva de un calentamiento focalizado de la franja ecuatorial del Océano Pacífico, específicamente en las costas de Perú y Ecuador. Aún no se ha podido establecer que esto tenga relación con un posterior Fenómeno del Niño. Las condiciones actuales se han tendido a normalizar.

Argentina: El último informe del Servicio Meteorológico Nacional de mayo pronosticó para este año un invierno más caluroso y con lluvias por encima del promedio, en especial en la zona de la Patagonia, donde se ubica la central El Chocón de Enel. No obstante, esto también podría implicar una temporada de nieve más acotada.

Cambio de Gobierno en Argentina Ha Posibilitado Normalización del Sector Eléctrico

En su búsqueda por disminuir el déficit fiscal que arrastra la economía argentina, el ente regulador (ENRE) oficializó en febrero de este año un proceso de aumento en las tarifas de distribución eléctrica, que se sumó a la eliminación que doce meses antes se había hecho a parte de los subsidios que otorgaba el gobierno a estos precios. Esta segunda etapa implicará en el área Metropolitana de Buenos Aires un alza gradual en el valor agregado de distribución (VAD) de 42% en febrero, 19% en noviembre y 17% en febrero de 2018. Todos los incrementos se desprenden del Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI¹) para la fijación de tarifas del quinquenio 2017-2021, el que en definitiva estableció un marco regulatorio (a revisar cada 5 años), reconociendo rentabilidad exigida, mecanismos de indexación según eficiencia e inflación desde 2018 y ajustes adicionales a las tarifas (en 48 cuotas mensuales) con cargo a la diferencia que se generará entre el VAD y la tarifa fijada durante el periodo de gradualidad.

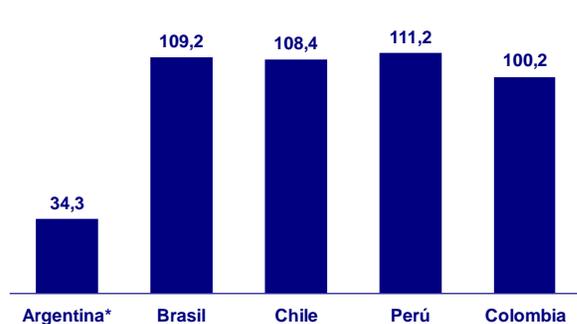
Poniendo en contexto este tema, el congelamiento de tarifas en Argentina partió en 2002 con la Ley de Emergencia, promulgada tras la crisis económica de 2001 y la devaluación del peso argentino. En ella, los precios de la energía quedaron pesificados y fijos, desligados de los costos de generación y la inflación. Ello significó que Argentina presentara niveles de precios fuera de mercado al compararlos con la región (gráfico 6), lo que se sustentaba sólo con los subsidios otorgados por el gobierno. En efecto, los subsidios a la energía pasaron entre 2002 y 2015 de ser un 1,4% del total de transferencias del Estado a más de 60% de las transferencias estatales², generando un fuerte deterioro en la economía interna y el sector, el que terminó por descapitalizarse. Sólo las remesas esporádicas del gobierno con cargo a futuras promesas de revisión tarifaria permitieron que las

¹ RTI: Proceso que se origina del "Acta de Acuerdo para la Renegociación del Contrato de Concesión" firmado por empresas distribuidoras en 2006 y el regulador argentino, donde se comprometía un régimen tarifario transitorio, de calidad de servicio y una revisión integral de tarifas para su normalización.

² Datos extraídos de un informe de la consultora KPMG publicado en mayo de 2016.

distribuidoras continuaran operando, pero al límite. En este sentido, como en paralelo el consumo eléctrico crecía de manera descontrolada, la calidad del servicio se ha visto muy perjudicada al no contar con recursos para efectuar inversiones en la red. De este panorama se desprenden las importantes implicancias financieras para el sector y el gobierno del anuncio de febrero.

GRÁFICO 6: TARIFAS PROMEDIO EN LA REGIÓN - 2016 (US\$/MWh)**

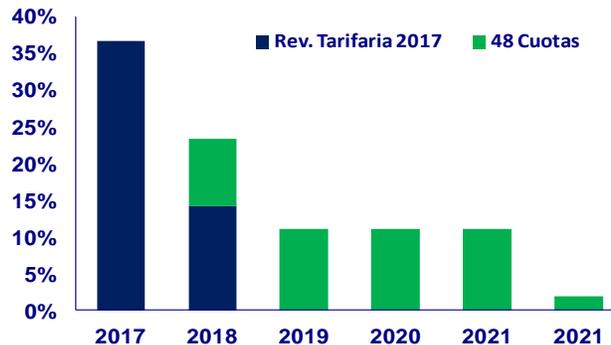


(*) Sin Subsidios ENRE. Ajustes tarifarios se anunciaron en feb-17.

(**) Se tomó como referencia las filiales del Grupo Enel

Fuente: Reportes Enelam, Enelchile y Departamento de Estudios Security.

GRÁFICO 7: APLICACIÓN GRADUAL DE AJUSTE TARIFARIO AL VAD (ARGENTINA)



Fuente: Ministerio de Minería y Energía (Argentina) y Departamento de Estudios Security.

En paralelo, también en febrero de este año, mediante la Resolución 19/2017, la administración de Macri estableció nuevos lineamientos para la remuneración de las centrales de generación eléctrica existentes, incentivando la disponibilidad de potencia. A partir de esta resolución, los precios se fijan en dólares (cambiando radicalmente el desempeño en ingresos) y las unidades térmicas tienen la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad. Además, frente a iniciativas de ingreso de nueva oferta por parte del regulador, Enel Américas estaría evaluando participar en un proceso de licitación de energías convencionales, pronosticada para el segundo semestre, que incluiría un contrato a 15 años en dólares. Para ello, la compañía optaría por reutilizar 450 MW a gas del complejo Costanera.

Quedan pendientes eso sí mayores avances en este segmento, donde falta optimizar la oferta según criterios de costos, regularizar el suministro de combustibles e incentivar la inversión, lo que entregaría otro potencial de retorno para la compañía.

Oportunidades de Crecimiento en el Negocio de Distribución

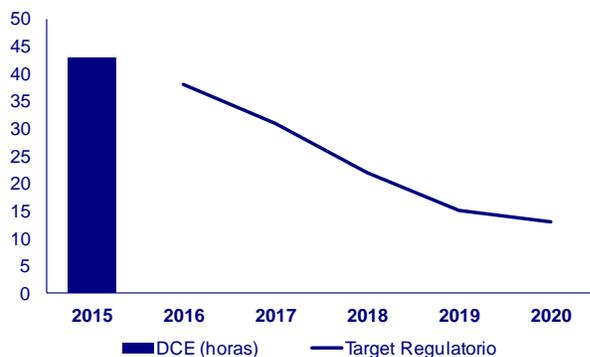
Las posibles privatizaciones de distribuidoras con problemas financieros o de servicios en Brasil y Perú constituyen oportunidades de expansión para Enel Américas, ya sea a través del uso de los recursos provenientes del aumento de capital efectuado a fines de 2012, reflejado en una caja de US\$820 millones al 1T17 (ex filiales), o financiamiento externo.

Lo más reciente fue la adquisición de la distribuidora Celg en Brasil, que opera en el estado de Goiás, por cerca de US\$640 millones, lo que le permitió crecer en un 40% la base de clientes atendidos en ese país, al incorporar cerca de 2,9 millones de usuarios. Celg pertenecía a la firma estatal Eletrobrás (51%) y al estado de Goiás (49%), cuya administración había recaído en un fuerte déficit patrimonial para la distribuidora, importantes falencias en calidad de servicio e ineficiencias en costos, pese a ser una región que crece históricamente por sobre el nivel país.

En este sentido, Enel Américas anunció una inversión por US\$800 millones por 3 años para darle solvencia financiera a Celg y mejorar su servicio, cuyos parámetros de calidad se encuentran lejos de las exigencias del regulador (gráficos 8 y 9). De acuerdo a Enel, habría mucho espacio para avanzar en eficiencias. Por ejemplo, el ratio número de clientes/empleados era un 60% menor que Coelce (otra distribuidora de Enel en Brasil), ello explica la implementación de un plan de retiro voluntario efectuado este 1T17 (por US\$85 millones) que terminó con la salida de 750 trabajadores. Otro ejemplo es el retraso en la recaudación, que en

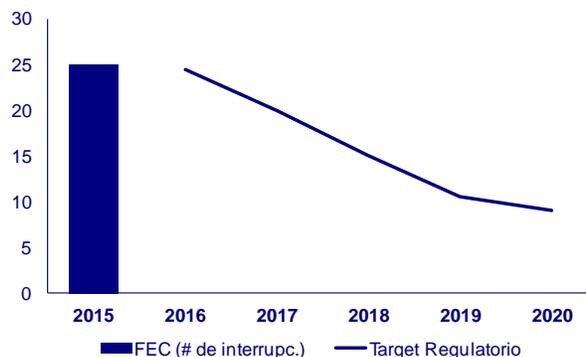
Celg demoraba más de 90 días, siendo que en Coelce no supera los 50 días. Además, la compañía prevé importantes mejoras en el consumo, puesto que la demanda en esta distribuidora se mantenía restringida ante la falta de inversiones.

**GRÁFICO 8: EXIGENCIA REGULATORIA CELG:
DURACIÓN DE INTERRUPCIONES**



Fuente: Presentación corporativa y Departamento de Estudios Security.

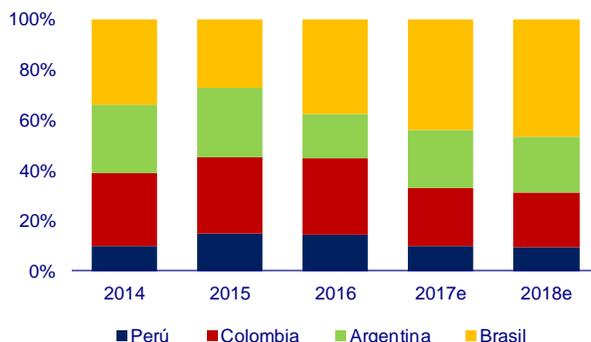
**GRÁFICO 9: EXIGENCIA REGULATORIA CELG:
CANTIDAD DE INTERRUPCIONES**



Fuente: Presentación corporativa y Departamento de Estudios Security.

Cabe señalar que en su plan estratégico 2017-2019 anunciado a inicios de año, Enel Américas estimó un Capex del orden de US\$4.300 millones, lo que financiarían con recursos propios. La empresa maneja actualmente un nivel de deuda neta de US\$1.600 millones, con un Ebitda que bordea los US\$2.400 millones, con lo cual alcanza un ratio Deuda Neta/Ebitda de 0,7x, lo que daría espacio para recurrir al mercado financiero sin inconvenientes en caso de buscar financiar parte de esta inversión o de presentarse una oportunidad interesante de compra.

GRÁFICO 10: DESGLOSE CAPEX PROYECTADO



Fuente: Presentación corporativa y Departamento de Estudios Security.

Exposición a Eventuales Cambios Regulatorios

De acuerdo al calendario de revisiones tarifarias para distribución eléctrica, lo más próximo sería el proceso vinculado a Edelnor en Perú, programado para este año y que se efectúa cada 4 años, y en 2019 sería el turno de Enel Ceará (antes Coelce) en Brasil, también cada 4 años. En nuestro modelo estimamos que en las fechas correspondientes se determinarían disminuciones de 5% como consecuencia de reducciones en el riesgo país (lo que implica una menor tasa de rentabilidad en la empresa modelo) y mayores niveles de eficiencia en el sector.

Sin embargo, ha habido otras señales para el sector eléctrico en la región que han resultado en expectativas más favorables a nivel regulatorio, sumándose a las nuevas condiciones de tarificación que comentamos para Argentina.

Por un lado, la compañía logró un acuerdo con el regulador brasileño de modo de mejorar las fijaciones de precios para la distribuidora Enel Río (antes Ampla), debido a que las condiciones demográficas de dicha concesión la exponen a falencias operacionales distintas que sus pares producto de la delincuencia y el narcotráfico. Este acuerdo adelantó para 2018 la fijación establecida para 2019, incorporando exigencias más holgadas en cuanto a pérdidas de energía por parte del regulador, a cambio del cumplimiento de *covenants*, mejoras en la calidad del servicio e inversiones por parte de Enel Río por un plazo de 5 años.

En tanto, la revisión tarifaria de Colombia en 2016 (y que se efectúa cada 5 años), implicó un cambio en la metodología de remuneración y una reducción del WACC (de 13,7% a 13,1%) que terminó por generar una baja en tarifas menor a lo que se anticipaba inicialmente. De acuerdo a Enel, el efecto final sería en torno a 5-10% de caída en precios.

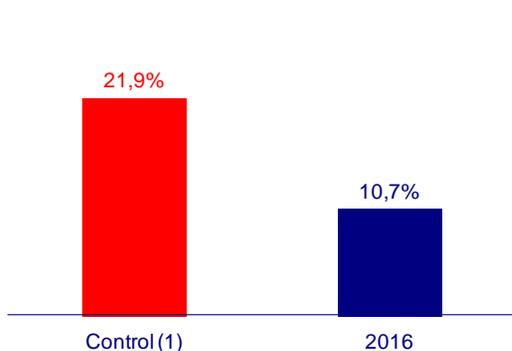
Por último, en el caso de distribución Perú, en el siguiente proceso tarifario la revisión del VAD pasará a ser por empresa y no por sector típico, lo que permitiría adecuarse de mejor forma a las condiciones de cada concesión, como ocurriría con Enel Río. Mientras, la calidad y la innovación se medirán según objetivos anuales, con incentivos de mayor remuneración en caso de cumplimientos de ciertos parámetros. En cuanto al WACC, no se esperan ajustes para la próxima fijación (actualmente en 12%). En generación, por su parte, el retraso en la construcción del Gasoducto Sur Peruano (GSP), que se esperaba estuviera operativo en 2021, postergaría el ingreso de capacidad eficiente al sistema, elevando las perspectivas en el precio de la energía en el mediano plazo.

Efectiva Reducción de Índice de Pérdidas en Empresas Adquiridas

Siendo la distribución eléctrica un mercado altamente regulado, las compañías igualmente poseen herramientas para potenciar sus resultados, que se centran en el aumento en el número de clientes en sus áreas de concesión y mejoras en eficiencia a través de la reducción de las pérdidas de energía. Siendo un monopolio natural, este negocio enfrenta tarifas reguladas con revisiones periódicas, por lo que el control de costos es un camino esencial para el alza de los márgenes entre cada proceso.

En medio de un agresivo proceso de internacionalización durante la década de los noventa, Enel Américas alcanzaba niveles de pérdidas que superaban el 20% a nivel consolidado (gráfico 11). Posteriormente, tras fuertes campañas de control de mermas, ya sea por fiscalización, aplicación de multas y, más recientemente, por cambios tecnológicos, a nivel agregado muestra niveles de pérdidas de 10,7% (cierre de 2016), con una consistente baja desde dicho periodo. En este sentido, los activos que muestran mayores desafíos son los ubicados en Brasil. Por ejemplo, Enel Río muestra pérdidas cercanas a 20%. Es una distribuidora ubicada en Río de Janeiro, donde la presencia de las favelas y de un mecanismo de obtención de energía culturalmente irregular ha requerido mayores esfuerzos de parte de la compañía para mitigar estos costos. La telemedición y cableado eléctrico protegido han rendido algunos frutos, pero la débil situación económica actual impone nuevos retos para continuar mejorando esta variable. En este sentido, el reciente acuerdo con el regulador le permitirá lograr importantes avances.

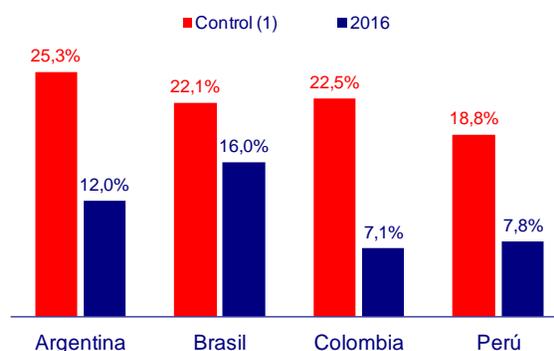
GRÁFICO 11: PÉRDIDAS DE ENERGÍA (ACTIVOS ENEL)



(1) Pérdidas promedio al momento que Enersis tomó el control.

Fuente: Presentación corporativa y Departamento de Estudios Security.

GRÁFICO 12: PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR PAÍS



(1) Pérdidas promedio al momento que Enersis tomó el control.

Fuente: Presentación corporativa y Departamento de Estudios Security.

SUPUESTOS ADICIONALES DE VALORIZACIÓN

- La depreciación sobre activo fijo se proyectó en base a las tasas históricas implícitas en los balances de la compañía.
- La caja utilizada es una estimación en base a la información provista en los últimos estados financieros presentados por Enel Américas (marzo 2017). La deuda financiera también es según el último detalle reportado por la compañía, más un ajuste por la porción de deuda expresada en monedas locales (80%), considerando las expectativas de largo plazo de éstas frente al dólar.
- En materia tributaria, se asumió que la tasa de impuestos en Perú alcanza 26% a partir de 2020, y en Colombia, se estima un impuesto de 34% desde 2019 (siendo 40% en 2017 y 38% en 2018). Por último, consideramos una tasa estable de 35% para Argentina y 34% para Brasil.
- En el negocio de distribución, el crecimiento en ventas físicas está indexado a los siguientes supuestos de crecimiento en el PIB:

PIB	2017 E	2018 E
Colombia	2,1%	2,9%
Perú	3,0%	4,0%
Argentina	2,6%	2,8%
Brasil	0,5%	2,2%

Fuente: Departamento de Estudios Security

- A partir de 2027 se estimó que los flujos de caja crecerían a una tasa nominal anual de 2%.
- El precio objetivo incorpora un descuento por holding de 5% con respecto al valor patrimonial de la suma de partes.
- La tasa de costo de capital (WACC) ocupada para el descuento de flujos, así como las variables empleadas para su cálculo, se presentan en el Cuadro N°7.

CUADRO 7: ESTIMACIÓN DE COSTO DE CAPITAL DE ENELAM EN DÓLARES

	ARGENTINA	BRASIL	COLOMBIA	PERÚ
Tasa Libre de Riesgo	7,3%	5,7%	5,0%	4,4%
Premio Riesgo Accionario	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%
Tasa Mercado	12,8%	11,2%	10,5%	9,9%
Beta	1,04	1,04	1,04	1,04
Deuda Financiera Sobre Activos	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%
Patrimonio sobre Activos	70,0%	70,0%	70,0%	70,0%
Costo de la Deuda	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%
Costo del Patrimonio	13,9%	11,8%	10,2%	9,1%
WACC Nominal	10,7%	9,2%	8,1%	7,4%

Fuente: Departamento de Estudios Security.

DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS SECURITY

Felipe Jaque S.	Economista Jefe	felipe.jaque@security.cl
César Guzmán B.	Gerente Macroeconomía	cesar.guzman@security.cl
Jorge Cariola G.	Analista Senior Macroeconomía	jorge.cariola@security.cl
Rosario Del Río D.	Analista Renta Fija Internacional	rosario.delrio@security.cl
Constanza Pérez S.	Subgerente de Estudios Renta Variable	constanza.perez@security.cl
Juan José Ayestarán N.	Subgerente de Estudios Renta Fija	Juanjose.ayestaran@security.cl
Paulina Barahona N.	Analista Senior de Inversiones	paulina.barahona@security.cl
Martín García-Huidobro O.	Analista de Inversiones	martin.garciahuidobro@security.cl
Juan Carlos Prieto Z.	Analista de Inversiones	Juancarlos.prieto@security.cl
Rodrigo Gardella B.	Analista de Inversiones	rodrigo.gardella@security.cl
Carolina Abuauad M.	Analista de Inversiones	carolina.abuauad@security.cl
Yessenia González del C.	Editora de Contenidos y Comunicaciones	yessenia.gonzalez@security.cl
Aldo Lema N.	Economista Asociado	aldo.lema@security.cl

Este informe puedes descargarlo desde nuestro sitio Web

www.inversionessecurity.cl

twitter: Inv_Security