

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DE MARZO DE 2017

- Los ingresos mostraron un aumento de un 29,4% comparado con igual período del año anterior, llegando a USD 2.334 millones, explicado por mayores ingresos en Brasil y Argentina.
- El EBITDA aumentó en 7,1% explicado por mejores resultados en Brasil, Colombia y Argentina, compensado parcialmente por Perú.

País	EBITDA		Variación %
	31 de marzo		
	2017	2016	
	(cifras en millones de US\$)		
Argentina	71	62	13,8
Brasil	177	155	14,4
Colombia	289	262	10,4
Perú	130	145	(10,6)
Enel Américas (*)	651	607	7,1

(*) Incluye Holding e eliminaciones

- El Resultado de Explotación (EBIT) muestra una disminución de 1,2% respecto de igual período de 2016, llegando a USD 476 millones.
- El Resultado después de impuestos, antes de las operaciones discontinuadas registradas en 2016, llegó a USD 143 millones, un 42% menos que en el mismo período del año anterior, explicado principalmente por un incremento en los gastos por impuestos de USD 54 millones debido a los efectos de tipo de cambio de inversiones en el exterior denominadas en dólares para efectos tributarios que a 2016 tributaban y por un peor resultado financiero de USD 47 millones explicado por incorporación al perímetro de consolidación de Celg Distribuidora S.A.
- La deuda financiera neta alcanzó los USD 2.883 millones, un 90,2% mayor que al cierre de 2016, explicado principalmente por la consolidación de la deuda de Celg Distribuidora S.A. a contar de este período.
- El CAPEX en 2017 fue USD 260 millones, un 27,5% mayor que en el año anterior, principalmente producto de los efectos de tipo de cambio principalmente en Brasil y Colombia.

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

- El negocio de generación mostró un aumento de 2,4% en el EBITDA, llegando a USD 352 millones. Esto se explica por mejores resultados obtenidos en Brasil principalmente por mayores ventas físicas compensado con menores resultados en Perú, Argentina y en menor medida Colombia.

Información Física

	1Q 2017	1Q 2016	Variación
Total Ventas (GWh)	14.224	12.359	15,08%
Total Generación (GWh)	10.920	9.857	10,78%

Distribución

- En distribución, el EBITDA fue un 12,6% superior al del año anterior, llegando a USD 315 millones, explicado principalmente por un mejor desempeño en Argentina, producto del nuevo régimen tarifario, junto con Colombia y Perú. El número de clientes mostró un aumento de 358.827 sin considerar las nuevas compañías de distribución consolidadas por el Grupo. Tomando esto en consideración, incorporamos 297.606 clientes de Cundinamarca luego que ésta se fusionara con Codensa, y 2.828.459 clientes de CELG.

Información Física

	1Q 2017	1Q 2016	Variación
Total Ventas (GWh)	17.940	15.974	12,31%
Número de clientes	16.978.269	13.493.377	25,83%

RESUMEN FINANCIERO

La liquidez disponible, ha continuado en una sólida posición, como se observa a continuación:

- Caja y caja equivalente USD 1.698 millones
- Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días USD 1.749 millones
- Líneas de crédito comprometidas disponibles USD 290 millones

- La tasa de interés nominal promedio en marzo 2017 disminuyó hasta 8,5% desde 10,2% del mismo periodo del año anterior, influenciado principalmente por mejores condiciones de tasa en el refinanciamiento del Yankee Bond de Enel Américas y por una menor inflación en Colombia y Brasil, contrarrestado en menor medida con mayores tasas en la deuda en Brasil producto de la incorporación de Celg Distribuidora S.A.

Cobertura y protección:

Con el objeto de mitigar los riesgos financieros asociados a la variación de tipo de cambio y tasa de interés, Enel Américas S.A. (continuadora de la antigua Enersis Américas S.A.) ha establecido políticas y procedimientos para proteger sus estados financieros ante la volatilidad de estas variables.

- La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de Enel Américas S.A. (consolidado), establece que debe existir un equilibrio entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, Enel Américas S.A. tiene contratado cross currency swaps por USD 177 millones y forwards por USD 267 millones.
- A fin de reducir la volatilidad en los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, Enel Américas S.A. (consolidado) mantiene un adecuado balance en la estructura de deuda. Para lo anterior, tenemos contratados swaps de Tasa de Interés, por USD 18 millones.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE MARZO DE 2017

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

REORGANIZACION SOCIETARIA

Etapa de División:

Tal y como se indica en Nota 6 a los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2016, con fecha 18 de diciembre de 2015, la Junta de Accionistas de Enersis S.A resolvió aprobar la división de la compañía sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas. Esta consistió en la división de Enersis y sus filiales, Endesa Chile y Chilectra, de forma tal que quedaron separados por un lado los negocios de generación y distribución en Chile y, por otro, las actividades fuera de Chile.

Con fecha 1 de marzo de 2016, y habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Enersis Chile y sus filiales, Endesa Chile y Chilectra, y desde esa misma fecha comenzaron a existir legalmente las filiales Enersis Américas (continuadora de la anterior Enersis S.A.), Endesa Américas, Chilectra Américas y Enel Chile S.A (ex Enersis Chile S.A.).

En consideración a lo anterior y de acuerdo a lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera, los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de generación y distribución de Chile por el periodo de dos meses terminado al 29 de febrero de 2016, se consideran operaciones discontinuadas y son presentadas en el rubro "Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas" del estado de resultados integrales consolidado.

A efectos comparativos, este esquema de presentación también ha sido aplicado a los resultados correspondientes al año 2016, con lo cual estado de resultados integrales consolidados del año anterior ha sido re-expresado.

Etapa de Fusión:

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016, los respectivos accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, votaron y aprobaron con más de dos tercios de las acciones con derecho a voto de cada una de las entidades, la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas con y en Enersis Américas, siendo Enersis Américas la sociedad continuadora. En esta fusión, Enersis Américas absorbería por incorporación a Endesa Américas y Chilectra Américas, cada una de las cuales sería sin liquidación, sucediéndolas Enersis Américas en todos sus derechos y obligaciones. Con fecha 01 de Diciembre de 2016, Enersis Américas cambió su nombre a Enel Américas S.A.

Para mayor información de la división y fusión, ver nota 6.1. y 25.1.1 de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de marzo de 2017.

OTRAS MATERIAS.

Cambio de Moneda Funcional:

Como resultado del proceso de reorganización societaria efectuada durante el año 2016, a contar del presente ejercicio el entorno económico primario y la generación y uso de sus flujos de efectivo de Enel Américas, estarán principalmente denominados en dólares de los Estados Unidos. Por consiguiente, con fecha 1 de enero de 2017, Enel Américas cambió tanto su moneda funcional como la moneda de presentación de sus estados financieros consolidados, desde el Peso Chileno ("CLP") a Dólares de los Estados Unidos ("USD"). Más antecedentes relacionados con esta materia, se detallan en la Nota N° 3 de los estados financieros de Enel Américas al 31 de Marzo de 2017. Los resultados en pesos chilenos de marzo 2016 para permitir la comparación en dólares fueron convertidos al tipo de cambio medio de marzo de 2016.

Cambio de Perímetro:

Con fecha 14 de febrero de 2017, nuestra filial Enel Brasil S.A. perfeccionó la compra del 94,8% del capital social de Celg Distribución S.A. El impacto de esta operación en los estados financieros consolidados al 31 de marzo de 2017, más otros antecedente relacionados con esta adquisición, se detallan en la Nota 7.2. de los mencionados estados financieros de Enel Américas al 31 de marzo de 2017.

MERCADOS EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA

Enel Américas posee y opera sociedades de generación, transmisión y distribución en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Virtualmente casi todos los ingresos, resultados y flujos de efectivo provienen de las operaciones de nuestras filiales, entidades controladas conjuntamente y asociadas en estos cuatro países.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves al 31 de marzo de 2017 y 2016, de las entidades que operan en Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

Segmento de Negocio Generación y Transmisión

Empresa	Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)		Participación de mercado %	
		2017	2016	2017	2016
Enel Generación Costanera S.A.	SIN Argentina	2.143	1.611	6,2%	4,7%
Enel Generación El Chocón S.A.	SIN Argentina	643	761	1,9%	2,2%
Central Dock Sud	SIN Argentina	1.387	1.203	4,0%	3,5%
Enel Generación Perú S.A. (Edegel)	SICN Peru	2.433	2.330	21,8%	21,3%
Enel Generación Piura S.A. Piura	SICN Peru	174	183	1,6%	1,7%
Emgesa S.A.	SIN Colombia	4.243	4.113	26,2%	24,8%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	SICN Brasil	2.473	1.385	1,7%	1,0%
Enel Generación Fortaleza S.A.	SICN Brasil	728	773	0,5%	0,5%
Total		14.224	12.359		

AL 31 DE MARZO DE 2017

Segmento de Negocio Distribución

Empresa	Ventas de Energía (GWh) (*)		Pérdidas de energía (%)		Clientes (miles)		Clientes/Empleados	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur)	4.635	4.701	12,1%	12,7%	2.513	2.483	592	596
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	2.074	2.008	7,8%	8,1%	1.379	1.344	2.235	2.178
Enel Distribución Río S.A.	3.122	3.044	19,5%	20,2%	3.063	2.988	2.980	2.631
Enel Distribución Ceará S.A.	2.657	2.800	12,8%	13,0%	3.926	3.788	3.459	3.271
Celg Distribuidora S.A.	2.079	-	12,7%	-	2.828	-	2.631	-
Codensa S.A.	3.372	3.421	7,8%	7,0%	3.269	2.890	2.390	2.698
Total	17.940	15.974	12,1%	10,2%	16.978	13.493	1.724	1.656

(*) Se incluye las ventas a clientes finales y peajes.

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía de las operaciones continuadas por segmento de negocio, categoría de clientes, y por país al 31 de marzo de 2017 y 2016.

PAIS	Generación y Distribución (millones de US\$ a marzo de)													
	Argentina		Brasil		Colombia		Peru		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016

Ingresos por ventas de energía

Generación	51	34	159	99	261	336	127	144	598	613	(185)	(143)	413	468
Clientes Regulados	-	-	84	61	-	-	77	52	161	113	(120)	(70)	41	43
Clientes no Regulados	-	2	88	38	156	208	41	74	285	322	(61)	(73)	224	247
Ventas de Mercado Spot	-	20	-	-	-	128	4	13	4	161	(4)	-	-	161
Otros Clientes	51	12	(13)	-	105	-	5	5	148	17	-	-	148	17
Distribución	316	165	555	378	313	257	216	214	1.400	1.014	-	-	1.400	1.016
Residenciales	92	16	355	199	132	111	73	104	652	430	-	-	652	430
Comerciales	112	70	191	79	61	53	20	43	384	245	-	-	384	246
Industriales	33	17	(58)	29	25	22	26	28	26	96	-	-	26	96
Otros Consumidores	79	62	67	71	95	71	97	39	338	243	-	-	338	244
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(81)	(61)	(61)	(43)	(44)	(40)	(186)	(144)	185	143	(1)	-
Ingresos por Ventas de Energía	367	199	633	416	513	550	299	318	1.812	1.483	-	-	1.812	1.484
variación en millones de USD y %	168	84,4%	217	52,2%	(37)	(6,7%)	(19)	(6,0%)	329	22,2%	0,0%	328	22,1%	

AL 31 DE MARZO DE 2017

I.- ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Américas por el período terminado el 31 de marzo de 2017, fue de USD 74 millones, lo que representa una disminución de un 70,7% con respecto al resultado de USD 251 millones registrado en el mismo período del año anterior.

A continuación se presenta información comparativa de cada ítem de los estados de resultados para las operaciones de las actividades continuadas por los períodos terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (Actividades Continuadas)	31-03-2017	31-03-2016	Variación	Variación
	(cifras en millones de US\$)			%
Ingresos	2.334	1.804	530	29,4%
Ingresos de actividades ordinarias	2.166	1.731	435	25,2%
Otros ingresos de explotación	168	73	95	130,5%
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(1.252)	(900)	(352)	(39,1%)
Compras de energía	(813)	(547)	(266)	(48,7%)
Consumo de combustible	(57)	(133)	76	57,5%
Gastos de transporte	(123)	(88)	(35)	(39,3%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(259)	(132)	(127)	(95,5%)
Margen de Contribución	1.082	904	178	19,7%
Gastos de personal	(218)	(127)	(91)	(72,0%)
Otros gastos por naturaleza	(213)	(170)	(43)	(25,5%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	651	607	44	7,1%
Depreciación y amortización	(144)	(108)	(36)	(32,6%)
Pérdidas por deterioro	(31)	(17)	(14)	(79,6%)
Resultado de Explotación (EBIT)	476	482	(6)	(1,2%)
Resultado Financiero	(197)	(150)	(47)	(31,4%)
Ingresos financieros	63	67	(4)	(5,5%)
Gastos financieros	(263)	(231)	(32)	(13,6%)
Resultados por unidades de reajuste	0	(0)	0	0,0%
Diferencia de cambio	3	14	(11)	74,8%
Otros Resultados distintos de la operación	1	(3)	4	(132,5%)
Otras Ganancias (pérdidas)	1	(4)	5	(115,4%)
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	0	1	(1)	(66,4%)
Resultado Antes de Impuestos	280	329	(49)	(14,9%)
Impuesto sobre sociedades	(137)	(83)	(54)	(64,9%)
Resultado después de impuestos de las actividades continuadas	143	246	(103)	(41,7%)
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Después de Impuesto		162	(162)	(100,0%)
Resultado después de impuestos incluyendo actividades discontinuadas	143	408	(265)	(64,8%)
Resultado del Período	143	408	(265)	(64,8%)
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	74	251	(177)	(70,7%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	69	157	(88)	(56,2%)
Utilidad por acción US\$ (*) Operaciones Continuadas	0,00126	0,00289	(0,00163)	(56,2%)
Utilidad por acción US\$ (*) Operaciones Discontinuas		0,00222	(0,00222)	(99,9%)
Utilidad por acción US\$ (*)	0,00126	0,00512	(0,00385)	(75,2%)

(*) Al 31 de marzo de 2017 el número promedio de acciones ordinarias en circulación son 58.324.975.387 (49.092.772.762 en 2016).

AL 31 DE MARZO DE 2017

EBITDA:

El EBITDA de las actividades continuadas por el período 31 de marzo de 2017 fue de USD 651 millones, lo que presenta un aumento de USD 44 millones, equivalente a un incremento de un 7,1%, con respecto al EBITDA de USD 607 millones por el período terminado el 31 de marzo de 2016.

Los *ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza* para las operaciones de actividades continuadas que determinan nuestro EBITDA, desglosados por cada segmento de negocios para los períodos terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016, se presentan a continuación:

EBITDA ACTIVIDADES CONTINUADAS POR SEGMENTO DE NEGOCIOS				
	Por los períodos terminados el 31 de marzo de			
	2017	2016	Variación	Variación
	(Cifras en millones de US\$)			%
Generación y Transmisión:				
Argentina	53	85	(32)	(37,4)
Brasil	188	122	66	53,9
Colombia	272	339	(67)	(19,7)
Perú	173	184	(11)	(6,3)
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	686	730	(44)	(6,1)
Distribución:				
Argentina	336	207	129	62,5
Brasil	918	489	429	87,8
Colombia	377	312	65	21,12
Perú	227	225	2	0,74
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	1.858	1.233	625	50,7
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(210)	(159)	(51)	31,4
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	2.334	1.804	530	29,4
Generación y Transmisión:				
Argentina	(7)	(35)	28	(79,4)
Brasil	(89)	(55)	(34)	62,2
Colombia	(90)	(152)	62	(40,6)
Perú	(81)	(79)	(2)	2,3
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	(267)	(321)	54	(16,7)
Distribución:				
Argentina	(196)	(86)	(110)	128,6
Brasil	(632)	(317)	(315)	99,2
Colombia	(213)	(186)	(27)	14,5
Perú	(155)	(153)	(2)	1,0
Costos de Explotación Segmento de Distribución	(1.196)	(742)	(454)	61,3
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	211	163	48	29,4
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	(1.252)	(900)	(352)	39,1
Generación y Transmisión:				
Argentina	(14)	(13)	(1)	0,9
Brasil	(4)	(4)	0	(0,0)
Colombia	(7)	(5)	(2)	34,4
Perú	(9)	(8)	(1)	6,0
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	(34)	(30)	(4)	14,4
Distribución:				
Argentina	(56)	(51)	(5)	11,1
Brasil	(103)	(21)	(82)	399,3
Colombia	(11)	(10)	(1)	18,7
Perú	(7)	(6)	(1)	9,8
Gastos de Personal Segmento de Distribución	(177)	(88)	(89)	101,4
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(7)	(9)	2	(21,7)
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	(218)	(127)	(91)	72,0

AL 31 DE MARZO DE 2017

Por los años terminados el 31 de marzo de

	2017	2016	Variación	Variación
	(Cifras en millones de US\$)			%
Generación y Transmisión:				
Argentina	(7)	(7)	0	-
Brasil	(4)	(4)	0	17,5
Colombia	(13)	(16)	3	(22,3)
Perú	(9)	(8)	(1)	10,9
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	(33)	(35)	2	(6,4)
Distribución:				
Argentina	(38)	(38)	0	-
Brasil	(97)	(55)	(42)	76,6
Colombia	(26)	(20)	(6)	25,2
Perú	(9)	(10)	1	(6,8)
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	(170)	(123)	(47)	38,5
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(10)	(12)	2	(23,5)
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	(213)	(170)	(43)	25,5
EBITDA				
Generación y Transmisión:				
Argentina	25	30	(5)	(16,5)
Brasil	91	59	32	54,1
Colombia	162	166	(4)	(2,4)
Perú	74	89	(15)	(16,5)
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	352	344	8	2,4
Distribución:				
Argentina	46	32	14	43,0
Brasil	86	96	(10)	(10,1)
Colombia	127	96	31	32,1
Perú	56	56	0	-
EBITDA Segmento de Distribución	315	280	35	12,6
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(16)	(17)	1	(10,3)
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	651	607	44	7,1

AL 31 DE MARZO DE 2017

EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN:

Argentina

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en Argentina alcanzó los USD 25 millones a marzo de 2017, lo que representa una disminución de USD 5 millones de dólares respecto a igual período del año 2016. Las principales variables, por filial, que explican esta disminución en los resultados en el año 2017 comparado con el año 2016, se describen a continuación:

Enel Generación Costanera S.A.: (Menor EBITDA de USD 11 millones debido principalmente a menores ingresos por contratos de disponibilidad compensado con parcialmente por mayores ventas físicas y mayor tarifa.)

Los **ingresos de explotación** de Costanera disminuyeron en USD 10 millones, o 31,5%, en marzo de 2017. La disminución se explica principalmente por (i) USD 17 millones en los otros ingresos de la operación debido al menor grado de avance de los Contrato de Disponibilidad de las unidades Turbo Vapor firmados con la Secretaría de Energía Eléctrica, proyectos que están en su última etapa de construcción y (ii) menores ingresos de conversión por USD 3 millones de dólares debido a la *devaluación* de un 8,4% del peso Argentino en relación con el dólar americano. Lo anterior compensado con mayores ventas de energía por USD 10 millones, principalmente por (i) mayores ventas físicas de 532 GWh. por USD 1,5 millones e (ii) incremento de la remuneración tarifaria por nueva regulación aplicada a contar de Febrero de 2017 por USD 8,5 millones.

Los **costos de explotación** de Costanera aumentaron en USD 1 millón, o 81,9% en 2017, como resultado de (i) mayores consumos de combustibles por USD 1 un millón.

Los **gastos de personal** de Costanera en línea respecto mismo período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** en línea respecto mismo período del año anterior.

Enel Generación El Chocón S.A.: (mayor EBITDA de USD 2 millones debido principalmente mayores ventas de energía por mayor tarifa por nueva regulación tarifaria)

Los **ingresos de explotación** de El Chocón aumentaron en USD 3 millones de dólares, o 26.1%, en 2017, principalmente por incremento de la remuneración tarifaria por nueva regulación aplicada a contar de Febrero de 2017 por USD 4 millones de dólares a pesar de las menores ventas físicas por 118 GWh. compensado con menores ingresos de conversión por USD 1 millones de dólares debido a la *devaluación* de un 8,4% del peso Argentino en relación con dólar americano.

Los **costos de explotación** de El Chocón en línea respecto del mismo período del año anterior.

Los **gastos de personal** de El Chocón aumentan en USD 0,5 millones principalmente por mayores remuneraciones y beneficios.

Los **otros gastos por naturaleza** de El Chocón aumentaron en USD 0,2 millones, principalmente debido a mayores gastos por servicios de operación de moto generadores.

Central DockSud: (mayor EBITDA de USD 3 millones principalmente debido al incremento de las ventas físicas respecto del año anterior por una mayor demanda en el mercado)

Los **ingresos de explotación** de DockSud disminuyeron en USD 24 millones, o 57,1%, en 2017, lo que se explica por un decremento en las (i) otras prestaciones de servicios por USD 28 millones debido a menores reconocimientos de combustibles propios respecto del mismo período del año anterior más (ii) menores efectos de conversión por USD 3 millones debido a la *devaluación* de un 8,4% del peso Argentino en relación con dólar americano. Lo anterior compensado con mayores (i) ventas de energía de 184 GWh por USD 6 millones y (ii) mayores ingresos por remuneración tarifaria por nueva regulación aplicada a contar de Febrero de 2017 por USD 1 millón.

Los **costos de explotación** de DockSud disminuyen en USD 28 millones, o 90,8%, en 2016, menores costos de consumo de gas debido a que en el año 2017 Cammesa liquida este concepto directamente a distribuidores.

Los **gastos de personal** de DockSud aumentaron en USD 1 millón en 2017, como consecuencia principalmente por actualización salarial y acuerdos sindicales.

Los **otros gastos por naturaleza** en línea respecto del mismo período del año anterior.

Brasil

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación y transmisión en Brasil alcanzó los USD 91 millones en 2017, lo que representa un aumento de USD 32 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados en el año 2017 comparado con el año 2016, se describen a continuación:

EGP Cachoeira Dourada S.A.: (mayor EBITDA de USD 6 millones principalmente por mayores ventas físicas respecto del año anterior debido a una mayor demanda en el mercado)

Los **ingresos de explotación** de Cachoeira Dourada aumentaron en USD 45 millones, o 81,4%, en 2017. El aumento se explica principalmente por un (i) incremento de USD 32 millones debido a mayores ventas físicas de energía por 1.088 GWh por una mayor demanda en el mercado. Además (ii) aumento de USD 13 millones debido a la apreciación de un 19,5% del Real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación** de Cachoeira Dourada aumentaron en USD 39 millones, o 170,2 %, en 2017, compuesto principalmente por (i) un aumento de USD 33 millones por mayor compras de energía dado el incremento de la demanda de clientes libres con respecto del año 2016; (ii) mayores gastos de transporte por USD 1 millón principalmente asociados con la mayor demanda en el mercado; y (iii) aumento de USD 5 millones debido a la apreciación de un 19,5% del Real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **gastos de personal** de Cachoeira Dourada en línea respecto del mismo período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** de Cachoeira Dourada en línea respecto del mismo período del año anterior.

AL 31 DE MARZO DE 2017

Compañía Eléctrica de Fortaleza: (Mayor EBITDA de USD 19 millones principalmente debido a menores costos de consumo de gas por menor precio de compra y mejores precios de venta de energía)

Los **ingresos de explotación** de Fortaleza aumentaron en USD 15 millones, o 28,9%, en 2017 principalmente por un incremento de USD 14 millones en las ventas de energía, (i) por mejores precios medios de venta a distribuidoras USD 4 millones y por (ii) aumento de USD 10 millones debido a la apreciación de un 19,5% del Real brasileño en relación con el dólar americano. Adicionalmente aumento de USD 1 millón como resultado del reconocimiento del incentivo fiscal Provin (Programa de Incentivo y Desarrollo Industrial).

Los **costos de explotación** de Fortaleza disminuyeron en USD 5 millones, o 16,1%, en 2017, debido a una disminución en el consumo de combustibles de USD 6 millones principalmente atribuible a (i) una disminución de USD 12 millones por menores precios de compra de gas respecto del período anterior compensado con (ii) un aumento por USD 6 millones de los efectos de conversión por la apreciación del real brasileño respecto del dólar americano de un 19,5% respecto del período anterior. Adicionalmente, se generó un aumento en los gastos de transporte por USD 1 millón.

Los **gastos de personal** de Fortaleza en línea respecto del mismo período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** de Fortaleza en línea respecto del mismo período del año anterior.

Enel Cien S.A.: (Mayor EBITDA USD 6 millones principalmente por aumento de la RAP en acuerdo con el despacho del regulador)

Los **ingresos de explotación** de Cien aumentaron en USD 6 millones, o 40,9%, en 2016. El aumento se explica principalmente por USD 3 millones por aumento del Ingreso Anual Permitido (RAP) en acuerdo con el despacho del regulador y a los efectos de conversión por USD 4 millones debido a la apreciación de un 19,5% del Real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación** de Cien en línea respecto del mismo período del año anterior.

Los **gastos de personal** de Cien en línea respecto del mismo período del año anterior

Los **otros gastos por naturaleza** de Cien en línea respecto del mismo período del año anterior



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE MARZO DE 2017

Colombia

El **EBITDA** de nuestra filial de generación en Colombia alcanzó los USD 162 millones en 2017, lo que representa una disminución de USD 4 millones con respecto al mismo período del año anterior. Las principales variables que explican esta disminución en los resultados a marzo de 2017 comparado a igual período del año 2016, se describen a continuación:

Emgesa S.A.: (Menor EBITDA de USD 4 millones principalmente por menores precios de venta en la bolsa de energía compensado con menores costos de compras de energía y combustibles.)

Los **ingresos de explotación** de Emgesa *disminuyeron* en USD 67 millones o un 19,7% en 2017. La disminución se explica principalmente por USD 113 millones provenientes de (i) menores ingresos por ventas de energía por USD 126 millones debido a menores precios medios de ventas en la bolsa de energía compensado con (ii) mayores ventas de energía de 130 GWh por USD 13 millones.

Adicionalmente, las otras ventas (i) aumentaron por mayor volumen de gas vendido por USD 3 millones, (ii) mayores otras prestaciones de servicios por USD 5 millones principalmente por indemnización de seguros y ejecución de garantía por Proyecto Quimbo y mayores ingresos por USD 38 millones producto de la apreciación de un 10,3% del peso colombiano respecto del dólar americano

Los **costos de explotación** de Emgesa disminuyeron en USD 62 millones, o 40,7%, en 2017, compuesto principalmente por (i) una disminución de USD 55 millones en las compras de energía atribuible a USD 25 millones por menores compras en la bolsa de energía de 404 GWh. debido a una mayor generación por mejores condiciones hidrológicas; y (ii) USD 30 millones por menores precios medios (-\$110/KWh) de compra en la bolsa de energía; (iii) una disminución de USD 29 millones en el consumo de combustibles compuesto por USD 31 millones por menor generación térmica en Termostiza y Cartagena compensado con aumento de USD 2 millones por mayores precios medio de venta. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por (i) un aumento de USD 3 millones de gastos de transporte debido al aumento en los precios producto de la mayor inflación, (ii) un aumento de USD 3 millones en los gastos de otros aprovisionamiento variables y servicios por un incremento de los efectos impositivos asociados a una mayor generación hidroeléctrica; y un aumento de USD 16 millones debido a la diferencia de conversión producto de la apreciación de un 10,3% del peso colombiano respecto del dólar americano.

Los **gastos de personal** de Emgesa aumentaron en USD 2 millones, explicado principalmente por mayores gastos salariales y bonos.

Los **otros gastos por naturaleza** de Emgesa disminuyeron en USD 3 millones, o 22,1% en 2017, principalmente debido a una disminución USD 5 millones por menores impuesto a la riqueza respecto de igual período del año anterior, lo cual fue compensado con un aumento de USD 2 millones debido al efecto de conversión producto de la apreciación de un 10,3% del peso Colombiano en relación con el dólar americano.

Perú

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en Perú alcanzó los USD 74 millones en 2017, lo que representa una disminución de USD 15 millones con respecto de igual período del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican esta disminución en los resultados en el año 2017 comparado con el año 2016, se describen a continuación:

Enel Generación Perú S.A. (Edegel): (menor EBITDA por USD 14 millones *principalmente por menores ingresos debido a menores precios medios de venta*).

Los **ingresos de explotación** de Edegel disminuyeron en USD 7 millones, o 4,3% en 2017. La disminución se explica principalmente por USD 18 millones de menores ventas de energía explicado por disminución de precios medios de ventas por reducción del costo marginal por USD 20 millones compensado con mayores ventas de 103 GWh por USD 2 millones debido a mayor demanda. Lo anterior compensado con mayores ingresos por peajes por mayor captación de clientes libres por USD 5 millones y mayores efectos de conversión por USD 6 millones producto de la apreciación de un 4,7% del sol peruano respecto del dólar americano.

Los **costos de explotación** de Edegel aumentaron en USD 6 millones, o 9,7%, en 2017, compuesto principalmente por un aumento de USD 13 millones por mayor compras de energía al mercado spot para cubrir la demanda y nuevos contratos, mayores gastos de transporte por USD 4 millones debido a captación de nuevos clientes libres y mayores efectos de conversión de USD 3 millones producto de la apreciación de un 4,7% del sol peruano respecto del dólar americano. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores consumos de combustible por USD 12 millones debido a menor producción térmica por USD 4 millones y limpieza de ducto efectuada en 2016 por USD 8 millones; y mayores otros aprovisionamientos variable y servicios por USD 2 millones por incrementos de cargos regulados por energía renovables

Los **gastos de personal** de Edegel en línea respecto del mismo período del año anterior

Los **otros gastos por naturaleza** de Edegel aumentaron en USD 1 millón, principalmente debido a mayores otros servicios.

Enel Generación Piura S.A.: (EBITDA en línea respecto a igual período del año anterior)

Los **ingresos de explotación** de Piura S.A. disminuyeron en USD 4 millones, o 16,7%, en 2017. La disminución se explica principalmente por USD 7 millones de menores ventas de energía compuesto principalmente por (i) disminución de USD 3 millones por disminución en las ventas físicas de 9 GWh debido a menor demanda; y (ii) una disminución de USD 4 millones por menores precios promedios de venta. Estas disminuciones fueron parcialmente compensados por aumento de USD 3 millones por mayores pagos de peajes en clientes libres.

Los **costos de explotación** de Piura S.A. disminuyen en USD 4 millones, o 33,1%, en 2017, compuesto principalmente por (i) una disminución de USD 6 millones en el consumo de combustibles, principalmente petróleo, por falla en ducto de gas de Camisea en enero de 2016 lo que generó la necesidad de producir con diesel compensado con mayores compras de energía por USD 2 millones principalmente por efecto de precios.

Los **gastos de personal** de Piura S.A. en línea respecto del mismo período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** de Piura S.A. en línea respecto del mismo período del año anterior

EBITDA SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN:

Argentina

Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur): (Mayor EBITDA de USD 14 millones principalmente por incremento de la tarifa)

El **EBITDA** de nuestra filial Edesur en Argentina alcanzó los USD 46 millones en 2017, lo que representa un aumento de USD 14 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, que explican este aumento en los resultados en el año 2017 comparado con el año 2016, se describen a continuación:

Los **ingresos de explotación** en Edesur aumentaron en USD 129 millones, o un 62,5% en 2017 principalmente por (i) el reconocimiento de mayores ingresos de ventas de energía por USD 184 millones producto de la aplicación de la nueva Revisión Tarifaria Integral (RTI) emitida según Resolución N° 19 con fecha de publicación 02 de febrero de 2017 emitida por el Ministerio de Energía y Minería de la Secretaría de Energía Eléctrica, (ii) compensado con menores ventas de energía de USD 20 millones por 29 GWh; (iii) mayores otras prestaciones de servicios por USD 4 millones principalmente por mayores servicios de peajes resultante en el incremento de la demanda de energía y por efectos de mejores precios medios de venta. Estos incrementos fueron parcialmente compensados por (i) menores otros ingresos de explotación por USD 23 millones producto de la Aplicación de la Resolución N° 2/2016 emitida por el ENRE el 29 de enero de 2016 que pone fin a la vigencia de la antigua Resolución 32/15 cuyos resultados fueron registrados solo por el mes de Enero de 2016 y (ii) una disminución de menores ingresos de conversión por USD 16 millones debido a la devaluación de un 8,4% del peso Argentino en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación** en Edesur se incrementaron en USD 110 millones, o un 128,6% principalmente por (i) un aumento de USD 61 millones en las compras de energía atribuibles principalmente a USD 64 millones por aumento en los precios producto de la inflación interna y compensado por menores compras físicas por USD 3 millones; y por (ii) USD 55 millones por un aumento de otros aprovisionamientos variables y servicios por multas calidad de servicio y calidad comercial y bonificación a clientes. Estos aumentos fueron parcialmente compensado por una disminución de USD 6 millones debido a la devaluación en un 8,4% del peso Argentino en relación con el dólar americano.

Los **gastos de personal** en Edesur aumentan en USD 5 millones, como consecuencia de (i) un aumento en los gastos de personal de USD 12 millones de incrementos salariales producto principalmente de la inflación interna; (ii) una disminución de USD 4 millones como resultado de la mayor activación de costos mano de obra en las obras en construcción y (iii) una disminución de USD 3 por los efectos de conversión Debido a la devaluación en un 8,4% del peso Argentino en relación con el dólar americano.

Los **otros gastos por naturaleza** en Edesur en línea respecto del mismo período del año anterior

Las pérdidas de energía disminuyeron en 0.6 p.p. llegando a 12,1% de los costos de explotación en el año 2017. El número de clientes en Edesur es de 2.513 millones en el año 2017, lo que representó un aumento de 30 mil nuevos clientes comparados con igual período del año anterior.

Brasil

El **EBITDA** de nuestras filiales de distribución en Brasil alcanzó los USD 86 millones en 2017, lo que representa una disminución de USD 10 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican esta disminución en los resultados en el año 2017 comparado con el año 2016, se describen a continuación:

Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla): (Mayor EBITDA de USD 14 millones *principalmente por mayor demanda de energía contratada.*)

Los **ingresos de explotación** en Ampla aumentaron en USD 116 millones, o un 43,3% en 2017, principalmente por un aumento de USD 88 millones de los ingresos por ventas de energía principalmente atribuible a: un (i) aumento de USD 47 millones por los efectos de conversión debido a la apreciación de un 19,5% del real brasileño respecto del dólar americano; (ii) un aumento de USD 43 millones debido al efecto de mayores ingresos por los activos y pasivos regulatorios; (iii) un aumento de USD 27 millones de mayores ingresos en la remuneración aplicada mediante el esquema de banderas tarifarias; (iv) un aumento de USD 10 millones por mayores ingresos por impuestos recibidos por pesquisa y desarrollo y eficiencia energética y (v) un aumento de USD 3 millones por mayores ingresos por subsidios baja renta. Lo anterior parcialmente compensado con (i) una disminución de USD 29 millones por menor recuperación de costos por uso de generación térmica para mitigar el riesgo hidrológico ; (ii) una disminución de USD 8 millones por menor carga impositiva PIS/COFINS sobre las ventas; (iii) y una disminución de USD 5 millones por provisión por ingresos de energía no facturada por efectos de una menor demanda.

Adicionalmente un aumento en otras prestaciones de servicios y otros ingresos de explotación por USD 28 millones principalmente por : (i) aumentos de peajes y transmisión por USD 11 millones, (ii) aumento por efectos de conversión por la apreciación de un 19,5% del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 18 millones compensado con menores efectos de los ingresos de construcción por contratos de concesión IFRIC 12 por USD 1 millón.

Los **costos de explotación** en Ampla aumentaron en USD 93 millones, o 54,3% en 2017, que se explican principalmente por (i) un aumento de USD 76 millones en las compras de energía atribuible a: un aumento de USD 58 millones de mayores compras para cubrir una mayor demanda asociada, aumento de USD 24 millones debido a los efectos de conversión por la apreciación de un 19,5% del real brasileño respecto del dólar americano y a una disminución de USD 6 millones por efectos de menores precios a tarifas industriales reguladas, (ii) un aumento de USD 5 millones en los costos de transporte de energía y (iii) un aumento en los gastos de otros aprovisionamientos variables y servicios por USD 12 millones principalmente por efectos de conversión del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 14 millones compensado con menores gastos de construcción por contratos de concesión (IFRIC 12) por USD 2 millones.

Los **gastos de personal** en Ampla disminuyeron en USD 1 millón en 2017, como consecuencia de (i) mayor activación de mano de obra en las obras en construcción.

Los **otros gastos por naturaleza** en Ampla aumentaron en USD 10 millones, principalmente debido a la apreciación en un 19,5% del Real brasileño en relación con el dólar americano.

Las pérdidas de energía disminuyeron en 0.7 p.p. llegando a 19,5% de los costos de explotación en el año 2017. El número de clientes en Ampla es de 3.063 millones a marzo de 2017, lo que representó un aumento de 73 mil nuevos clientes comparados a igual período del año anterior.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE MARZO DE 2017

Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce): (Mayor EBITDA de USD 19 millones principalmente por mayor margen de energía relacionado a mejor tarifa y menores compras de energía contratada.)

Los **ingresos de explotación** en Coelce aumentaron en USD 94 millones, o un 42,4 % en 2017, principalmente por un aumento de USD 68 millones de los ingresos por ventas de energía principalmente atribuible a: un (i) aumento de USD 45 millones por los efectos de conversión debido a la apreciación de un 19,5% del real brasileño respecto del dólar americano; (ii) un aumento de USD 23 millones debido al efecto de mayores ingresos por los activos y pasivos regulatorios; (iii) un aumento de USD 20 millones de mayores ingresos en la remuneración aplicada mediante el esquema de banderas tarifarias; (iv) un aumento de USD 12 millones por mayores ingresos de medición de energía de medidores y (v) un aumento de USD 4 millones por mayores ingresos por subsidios baja renta.

Lo anterior parcialmente compensado con (i) una disminución de USD 26 millones por menor recuperación de costos por uso de generación térmica para mitigar el riesgo hidrológico; (ii) una disminución de USD 4 millones por menor carga impositiva PIS/COFINS sobre las ventas; (iii) y una disminución de USD 6 millones debido a menores ventas físicas de 143 GWh.

Adicionalmente un aumento en otras prestaciones de servicios y otros ingresos de explotación por USD 26 millones principalmente por : (i) aumentos de peajes y transmisión por USD 6 millones, (ii) aumento por efectos de conversión por la apreciación de un 19,5% del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 10 millones y (iii) aumento por los efectos de los ingresos de construcción por contratos de concesión IFRIC 12 por USD 10 millones.

Los **costos de explotación** en Coelce aumentaron en USD 61 millones, o 41,7% en 2017, que se explican principalmente por (i) un aumento de USD 42 millones en las compras de energía atribuible a: un aumento de USD 7 millones de mayores compras para cubrir una mayor demanda asociada, aumento de USD 28 millones debido a los efectos de conversión por la apreciación de un 19,5% del real brasileño respecto del dólar americano y a un aumento de USD 7 millones por efectos de menores precios a tarifas industriales reguladas, (ii) un aumento de USD 3 millones en los costos de transporte de energía y (iii) un aumento en los gastos de otros aprovisionamientos variables y servicios por USD 16 millones principalmente por efectos de conversión del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 6 millones más gastos de construcción por contratos de concesión (IFRIC 12) por USD 10 millones.

Los **gastos de personal** en Coelce aumentaron en USD 2 millones como consecuencia principalmente como consecuencia de los efectos de conversión producto de la apreciación de un 19,5% del Real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **otros gastos por naturaleza** en Coelce aumentaron en USD 11 millones, o 66,8% en 2017, principalmente atribuible a (i) un aumento de USD 4 millones por mayores costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes, (ii) un aumento de USD 3 millones por provisiones riesgos civiles y (iii) un aumento de USD 4 millones como consecuencia de los efectos de conversión producto de la apreciación de un 19,5% del Real brasileño en relación con el dólar americano

Las pérdidas de energía disminuyeron en 0.2 p.p. llegando a 12,8% de los costos de explotación en el año 2017. El número de clientes en Coelce es de 3.926 millones a marzo de 2017, lo que representó un aumento de 140 mil nuevos clientes comparados a igual período del año anterior.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE MARZO DE 2017

Celg Distribución S.A. : (sociedad ingresada al perímetro de consolidación a contar del 14 de Febrero de 2017 ya que a esta fecha se materializó definitivamente su compra. Sus resultados al 31 de marzo de 2017 presenta un EBITDA negativo de USD 43 millones.)

Los **ingresos de explotación** en Celg son USD 219 millones, su composición corresponde a (i) ventas de energía por USD 20 millones por ventas de 2.079 GWh., (ii) otras prestaciones de servicios por USD 166 millones que corresponden principalmente a ingresos por peajes y transmisión y (iii) otros ingresos de explotación por USD 33 millones que corresponden principalmente a ingresos construcción por contratos de concesión (IFRIC 12).

Los **costos de explotación** en Celg son USD 161 millones, su composición corresponde a (i) compras de energía por USD 119 millones para cubrir la demanda, (ii) gastos de transporte por USD 6 millones y (iii) otros aprovisionamientos variables y servicios por USD 35 millones que corresponden principalmente a gastos de construcción por contratos de concesión (IFRIC 12).

Los **gastos de personal** en Celg son USD 81 millones que incluye provisión por plan de retiro voluntario por USD 60 millones.

Los **otros gastos por naturaleza** en Celg son USD 21 millones que corresponden principalmente a mayores costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios.

Las pérdidas de energía asciende a 12,7% de los costos de explotación en el año 2017. El número de clientes de Celg es de 2.828 millones a marzo de 2017.

Colombia

El **EBITDA** de nuestra filial Codensa en Colombia alcanzó los USD 127 millones en 2017, lo que representa un aumento de USD 31 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, que explican este aumento en los resultados en el año 2017 comparado con el año 2016, se describen a continuación:

Codensa S.A.: (Mayor EBITDA por USD 31 millones *principalmente mayores ingresos por mejores precios medios de ventas*)

Los **ingresos de explotación** en Codensa aumentaron en USD 65 millones, o un 21,1% en 2017, debido a (i) un aumento de USD 26 millones en los ingresos por ventas de energía, principalmente atribuible a un mayores tarifas por efecto de la inflación, (ii) un aumento de USD 3 millones en los ingresos por otras prestaciones de servicios compuesto principalmente por los ingresos por peajes y transmisión debido a mayores tarifas por efecto de la inflación y (iii) finalmente un aumento por USD 37 millones como consecuencia de los efectos de conversión producto de la apreciación de un 10,3% del peso colombiano en relación con el dólar americano

Los **costos de explotación** en Codensa aumentan en USD 27 millones o 14,5% en 2017, que se explican principalmente por (i) una disminución de USD 6 millones en las compras de energía principalmente atribuible a: una disminución por USD 9 millones por menores compras en la bolsa de energía por 242 GWh compensado con un aumento de USD 3 millones por menores precios medios de compras (- \$2/KWh), (ii) un aumento de USD 6 millones en los gastos de transporte compuesto principalmente por un aumento por uso de redes, y (iii) un aumento de USD 6 millones en los costos por otros aprovisionamientos variables y servicios como consecuencia de un aumento de USD 2 millones en mantenimientos incentivo a la calidad de servicio y un aumento de USD 4 millones por mayores costos asociados a nuevos negocios. Adicionalmente aumento por USD 21 millones producto de los efectos de conversión debido a la apreciación de un 10,3% del peso Colombiano en relación con dólar americano.

Los **gastos de personal** en Codensa aumentan en USD un millón, o 18,3% en 2017, como consecuencia de (i) reducción de gastos de USD 2 millones por mayor activación de costos mano de obra en las obras en construcción; (ii) aumento por USD 2 millones por un incremento en los sueldos y salarios y (iii) aumento de USD 1 millón producto de los efectos de conversión debido a la apreciación de un 10,3% del peso Colombiano en relación con dólar americano.

Los **otros gastos por naturaleza** en Codensa aumentaron en USD 6 millones, o 25,2% en 2017, principalmente debido a (i) un aumento de USD 4 millones costos convenios por recaudo y otros servicios y (ii) un aumento de USD 3 millones por mayores costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros. Adicionalmente aumento por USD 3 millones producto de los efectos de conversión debido a la apreciación de un 10,3% del peso Colombiano en relación con dólar americano.

Lo anterior parcialmente compensado con una disminución de USD 4 millones por menores impuesto a la riqueza respecto de igual período del año anterior.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.8 p.p. llegando a 7,8% de los costos de explotación en el año 2017. El número de clientes en Codensa es de 3.269 millones a marzo de 2017, lo que representó un aumento de 379 mil nuevos clientes comparados a igual período del año anterior, principalmente por la incorporación por absorción de EE Cundinamarca.

.

Perú

El **EBITDA** de nuestra filial Enel Distribución Perú S.A. alcanzó los USD 56 millones en 2017, manteniéndose en línea respecto al mismo período del año anterior. Las principales variables, que explican este aumento en los resultados en el año 2017 comparado con el año 2016, se describen a continuación:

Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor): (EBITDA en línea respecto del mismo período del año anterior)

Los **ingresos de explotación** en Edelnor aumentaron en USD 2 millones debido a (i) un aumento de USD 2 millones en los ingresos por otras prestaciones de servicios principalmente en los ingresos por movimiento de redes y trabajos de instalaciones.

Los **costos de explotación** en Edelnor aumentaron en USD 2 millones, que se explican principalmente por un aumento de USD 2 millones en los costos por otros aprovisionamientos variables y servicios mayores gastos en mantenimiento de redes y conexiones.

Los **gastos de personal** en Edelnor aumentaron en USD 1 millón por mayores remuneraciones.

Los **otros gastos por naturaleza** en Edelnor disminuyen en USD 1 millón por gastos varios menores.

Las pérdidas de energía disminuyeron en 0.3 p.p. alcanzando un 7,8% de los costos de explotación en el año 2017. El número de clientes en Edelnor es de 1.379 millones en el año 2017, lo que representó un aumento de 35 mil nuevos clientes comparados con igual período del año anterior.

AL 31 DE MARZO DE 2017

A continuación se muestra por segmento y país, un resumen del EBITDA, Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro, y EBIT para las filiales del Grupo Enel Américas que componen las operaciones de actividades continuadas por los períodos terminados al 31 de marzo de 2017 y 2016.

Segmento	31 de marzo de 2017			31 de marzo de 2016		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
(Cifras en millones de US\$)						
Generación y Transmisión:						
Argentina	25	(14)	11	30	(11)	19
Brasil	91	(9)	82	59	(7)	52
Colombia	162	(18)	144	166	(16)	150
Perú	74	(17)	57	89	(17)	72
Total Segmento de Generación y Transmisión	352	(58)	293	344	(51)	293
Distribución:						
Argentina	46	(12)	34	32	(5)	27
Brasil	86	(64)	22	96	(37)	59
Colombia	127	(27)	100	96	(19)	77
Perú	56	(14)	42	56	(12)	44
Total Segmento de Distribución	315	(117)	198	280	(73)	207
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(16)	0	(15)	(17)	(1)	(18)
Total Consolidados Enel Américas	651	(175)	476	607	(125)	482

Depreciación, Amortización, Deterioro

La depreciación, amortización y deterioro ascendieron a USD 175 millones en el año 2017, lo que representa un aumento de USD 50 millones con respecto a igual período del año 2016.

La **depreciación y amortización** fue de USD 144 millones en el año 2017 lo que representa un aumento de USD 36 millones con respecto a igual período del año 2016. Lo anterior se explica principalmente por: **(i)** un aumento en el Grupo Enel Brasil por USD 19 millones que incluye la incorporación a contar del 14 de febrero de 2017 a Celg Distribución por USD 9 millones, Enel Distribución Río por USD 2 millones debido a mayores activaciones, Enel Distribución Ceará por USD 1 millón debido a mayores activaciones, la diferencia se debe a los efectos de conversión del real brasileño con el respecto del dólar americano por USD 7 millones; **(ii)** un aumento en Colombia por USD 11 millones, producto de mayores depreciaciones en Emgesa por USD 2 millones debido a mayores activaciones de instalaciones térmicas y Codensa por USD 5 millones por aumento en las subestaciones, líneas y redes adicionalmente USD 4 millones por efectos de conversión del peso colombiano al dólar americano y **(iii)** un aumento en Enel Costanera por USD 4 millones por mayores depreciaciones de los ciclos combinados Siemens y Mitsubishi y Edesur USD 2 millones por mayores activaciones.

Por su parte el **deterioro** ascendió a USD 31 millones en el año 2017, lo que representa un aumento de USD 14 millones con respecto a igual período del año 2016, que se explica principalmente por: **(i)** USD 7 millones en Enel Distribución Río por USD 5 millones por incremento en la provisión de incobrabilidad, USD 2 millones de Celg Distribución por incorporación a contar del 14 de febrero de 2017 y en **(ii)** Edesur por USD 5 millones por mayor incobrabilidad debido a la situación actual del país.

AL 31 DE MARZO DE 2017

El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales de las actividades continuadas por los períodos terminados al 31 de marzo de 2017 y 2016:

RESULTADOS NO OPERACIONALES ACTIVIDADES CONTINUADAS				
	Por los períodos terminados el 31 de marzo de			
	2017	2016	Variación	Variación
	(cifras en millones de US\$)			%
Ingresos Financieros:				
Argentina	17	13	4	36,3
Brasil	36	35	1	2,9
Colombia	6	5	1	20,8
Perú	3	1	2	104,1
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	1	13	(12)	(90,6)
Total Ingresos Financieros	63	67	(4)	(5,5)
Gastos Financieros:				
Argentina	(101)	(107)	6	(6,2)
Brasil	(100)	(59)	(42)	71,3
Colombia	(47)	(50)	3	(5,6)
Perú	(10)	(9)	(1)	10,3
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(5)	(7)	2	(27,2)
Total Gastos Financieros	(263)	(231)	(32)	13,6
Diferencias de cambio:				
Argentina	(6)	21	(27)	(128,5)
Brasil	(10)	7	(17)	(238,4)
Colombia	1	1	(0)	(20,6)
Perú	(1)	0	(1)	(556,1)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	19	(15)	34	(225,2)
Total Diferencias de Cambio	3	14	(11)	(74,8)
Total Unidades Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-
Total Resultado Financiero Enel Américas	(197)	(150)	(47)	31,4
	Por los años terminados el 31 de marzo de			
	2017	2016	Variación	Variación
Otras ganancias (pérdidas):				
Argentina	-	-	-	-
Brasil	-	(4)	4	(100,0)
Colombia	-	-	-	-
Perú	1	-	1	100,0
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	-	-	-
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	1	(4)	5	(100,0)
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:				
Argentina	-	-	-	-
Brasil	-	-	-	-
Colombia	-	1	(1)	(100,0)
Perú	-	-	-	-
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	-	-	-
Total Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación	-	1	(1)	(100,0)
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	1	(3)	4	(132,5)
Resultado Antes de Impuesto	280	329	(49)	(14,9)
Impuesto sobre sociedades:				
Enel Américas (entidad holding)	(14)	69	(83)	(119,8)
Argentina	(13)	(14)	1	(12,1)
Brasil	(6)	(29)	23	(77,7)
Colombia	(77)	(78)	1	(1,0)
Perú	(27)	(31)	4	(12,1)
Total Impuesto sobre Sociedades	(137)	(83)	(54)	64,9
Resultado después de impuestos de las actividades continuadas	143	246	(103)	(41,7)
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Después de Impuesto	0	162	(162)	(100,0)
Resultado del Período	143	408	(265)	(64,8)
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	74	251	(177)	(70,7)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	69	157	(88)	(56,2)

Resultado Financiero

El **resultado financiero** ascendió a una pérdida de USD 197 millones a marzo de 2017, lo que representa un aumento de USD 47 millones con respecto a la pérdida de USD 150 millones registrada a igual período del año 2016. Lo anterior está principalmente explicado por:

(a) Menores ingresos financieros por USD 4 millones a marzo de 2017 principalmente atribuibles a: **(i)** mayores ingresos financieros en **Edesur** por USD 5 millones principalmente por intereses ganados en colocaciones financieras; **(ii)** compensado con menos ingresos financieros en **Holding Enel Américas** por USD 9 millones relacionados con menores inversiones y depósitos a plazo.

(b) Incremento en los gastos financieros por USD 32 millones principalmente atribuibles a: **(i)** mayores gastos financieros de Celg Distribución por incorporación al perímetro de consolidación con fecha 14 de febrero de 2017 por USD 20 millones, **(ii)** mayores gastos en Enel Distribución Río por USD 21 millones principalmente por liquidación venta de cartera por USD 11 millones, mayores gastos por actualización depósitos judiciales por USD 6 millones y mayores gastos por actualización de activos y pasivos regulatorios por USD 6 millones; **(iii)** lo anterior compensado con menores gastos financieros en Edesur por USD 10 millones principalmente por menores gastos de USD 8 millones por mutuos Cammesa por cierre Plan de inversiones y menores gastos por actualización multas de calidad de servicio por USD 27 millones respecto de igual período del año anterior compensado con mayores gastos financieros de los efectos de conversión del peso argentino en relación al dólar americano por USD 9 millones y por créditos por servicios diferidos por resolución N° 64 emitida por Cammesa por USD 16 millones.

(c) Menor utilidad por diferencias de cambio por 13 millones principalmente atribuible a: **(i)** diferencias de cambio negativas en Enel Chocón por USD 33 millones y Central Docksud por USD 12 millones principalmente por cuentas por cobrar a Central Vuelta Obligado (VOSA) y diferencias de cambio negativas en Enel Distribución Río por USD 10 millones por Préstamos Financieros en moneda extranjera. Lo anterior compensado **(ii)** por Holding Enel Américas por diferencias de cambio positivas por USD 42 millones correspondiente a utilidad por liquidación de forward por cobertura de inversión por compra Celg Distribución.

Impuesto sobre Sociedades

El **Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades** aumentó en **USD 54 millones, o un 64,9% en 2017**, que se explica principalmente por **(i)** un aumento del gasto por USD 68 millones en **Chile** (Holding Enel Américas) atribuible a: un aumento de USD 35 millones por efecto de tipo de cambio de inversiones extranjeras (denominadas en US\$ para efectos tributarios) reconocidos en 2016, aumento del gasto por USD 18 millones correspondiente a corrección monetaria patrimonio tributario registrado en 2016 y impuestos sobre resultado contable sin dividendos por USD 16 millones, **(ii)** un aumento de USD 5 millones en **Colombia** explicado principalmente por un gasto de USD 5 millones en Codensa S.A. por mayores resultados tributarios respecto de marzo de 2016; **(iii)** una disminución de USD 22 millones en **Brasil** principalmente por registro de impuesto de Celg Distribución por USD 18 millones

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos	31 de marzo de		Variación	Variación %
	2017	2016		
	(Millones de US\$)			
Activos corrientes	4.238	4.776	(538)	(11,3)
Activos no corrientes	14.562	12.075	2.487	20,6
Total Activos	18.800	16.851	1.949	11,6

El total de activos de la Enel Américas al 31 de marzo de 2017 aumentaron en USD 1.949 millones comparado con el total de activos al 31 diciembre de 2016, principalmente como consecuencia de:

- Los **Activos Corrientes** presentan una disminución de USD 538 millones, equivalente a un 11,3%, principalmente atribuible a:
 - Disminución del **Efectivo y efectivo equivalente** por USD 991 millones, compuesto principalmente por **(i)** disminución de USD 933 millones en **Enel Américas S.A.** (entidad Holding) por aumento de capital en Enel Brasil por USD 741 millones para la compra de Celg Distribuidora S.A., disminución por Préstamos a Enel Brasil por USD 225 millones compensado con aumento de USD 31 millones de dividendos recibidos neto de los pagados a controladores y minoritarios, **(ii)** disminución de USD 67 millones en **Emgesa** principalmente por pago de impuestos y dividendos netos de recaudación de clientes, **(iii)** disminución de USD 49 millones en **Enel Distribución Perú S.A.** principalmente por pago a proveedores y deuda por bonos neto de recaudación de clientes, **(iv)** disminución de USD 41 millones en **Edesur** principalmente por pago de proveedores neto de recaudación de clientes, **(v)** disminución de USD 40 millones en **Codensa** principalmente por pago de Impuestos, dividendos, préstamos bancarios y bonos neto de recaudación de clientes y **(vi)** disminución de USD 32 millones en **Enel Generación Perú y en Enel Generación Piura** principalmente pago de impuestos, proveedores, préstamos bancarios neto de recaudación de clientes. Todo lo anteriormente expuesto compensado con aumento de USD 184 millones en el **Grupo Enel Brasil** principalmente en Enel Brasil Holding por préstamos recibidos de Enel Américas. (incluye Celg Distribuidora S.A. por USD 11 millones)
 - Aumento de **Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar** corrientes por USD 432 millones que corresponde principalmente a aumento en **(i) Grupo Enel Brasil S.A.** por USD 342 millones que incluye la incorporación de **Celg Distribuidora S.A.** por USD 306 millones la diferencia corresponde a mayores cuentas a cobrar en **Enel Distribución Río y EGP Cachoeira Dourada**, **(ii)** aumento en **Edesur** por USD 54 millones producto de la aplicación del nuevo régimen tarifario y **(iii)** aumento en **Emgesa** por USD 20 millones por mayores cuentas comerciales a cobrar por aumento de ventas de energía.

- Aumento de los **Activos No Corrientes** en USD 2.487 millones, equivalente a un 20,6%, principalmente por:
- Aumento de **Otros activos financieros no corrientes** por USD 109 millones, debido principalmente a los efectos de conversión del Real brasileño al dólar americano por la cuenta a cobrar por el término de la concesión IFRIC12 en las distribuidoras brasileñas Ampla y Coelce por USD 30 millones más el aumento por mayores activaciones del período por USD 49 millones y el efecto de actualización del activo financiero por la concesión por USD 8 millones. Adicionalmente aumento por la incorporación en el perímetro de consolidación de Celg Distribuidora S.A. por USD 22 millones.
 - Aumento de **Otros activos no financieros no corrientes** por USD 252 millones, debido principalmente a la incorporación de Celg Distribuidora S.A. por USD 249 millones que contiene Depósitos judiciales por USD 71 millones y por cobrar a FUNAC Fondo de Aportaciones a Celg Distribuidora S.A. por USD 178 millones.
 - Aumento de **Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes** por USD 82 millones que corresponde principalmente a aumentos en **(i) Grupo Enel Brasil** por USD 63 millones principalmente por la incorporación de los activos de Celg Distribuidora S.A. y **(ii) en Edesur** aumento por USD 23 millones de créditos a cobrar por servicios diferidos según Resolución N° 64/2017.
 - Aumento de **Activos intangibles distintos de la plusvalía** por USD 654 millones principalmente a aumentos en **(i)** USD 695 millones por nuevas inversiones del período que incluye la incorporación de Celg Distribuidora S.A. por USD 578 millones y **(ii)** USD 70 millones por los efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades en los países en que operamos. Estos aumentos fueron parcialmente compensados disminuciones por **(i)** USD 45 millones por la amortización y deterioro del período, **(ii)** y por USD 66 millones por traspaso para activo financiero IFRIC 12 en Ampla y Coelce.
 - Aumento en **Plusvalía** por USD 1.004 millones principalmente por los efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades en los países en que operamos por USD 23 millones y por la Plusvalía de la compra de Celg Distribuidora S.A. por USD 981 millones. Para esto último y dado que la adquisición de Celg Distribuidora S.A. fue recientemente realizada, la consideración de compra ha sido asignada de manera provisional basado en las estimaciones de la administración. La Sociedad está en proceso de realizar la determinación final del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos. La finalización de la asignación del precio de compra podría generar ciertos ajustes a los montos asignados presentados en los estados financieros.
 - Aumento de **Propiedades, plantas y equipos** por USD 366 millones compuesto principalmente por (i) un aumento de USD 159 millones por nuevas inversiones del período que incluye la incorporación de los activos de Celg Distribuidora S.A. por USD 13 millones (ii) un aumento de USD 292 millones correspondiente a los efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades en los países que operamos y (iii) otros movimientos por USD 14 millones. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por (i) USD 99 millones de depreciación del ejercicio.

AL 31 DE MARZO DE 2017

Pasivos y Patrimonio	31 de marzo de		Variación	Variación %
	2017	2016 (Millones de US\$)		
Pasivos corrientes	4.308	3.822	486	12,7
Pasivos no corrientes	6.423	5.149	1.274	24,7
Patrimonio Total	8.069	7.880	190	2,4
Atribuible a los propietarios de Enel Américas	6.464	6.200	265	4,3
Participaciones no controladoras	1.605	1.680	(75)	(4,5)
Total Pasivos y Patrimonio	18.800	16.851	1.949	11,6

El total de **pasivos y patrimonio de Enel Américas**, al 31 de marzo de 2017 aumentan en USD 1.949 millones comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 marzo de 2016, principalmente como consecuencia de:

- Los **Pasivos Corrientes** aumentaron en USD 486 millones, explicado principalmente por:
 - Aumento de las **Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes** por USD 457 millones, lo cual se explica fundamentalmente por un aumento de USD 464 millones en **Grupo Enel Brasil** debido a la incorporación del perímetro de consolidación de Celg Distribuidora S.A. por USD 488 millones lo que produce un aumento en los proveedores por compras de energía y otras cuentas por pagar.
 - Disminución de **Cuentas por Pagar a entidades relacionadas corrientes** por USD 36 millones, principalmente menores cuentas por pagar a Enel Iberoamérica.

Aumento de **Otras Provisiones Corrientes** por USD 67 millones principalmente atribuible a **Edesur** por USD 63 millones principalmente por actualización por multas de calidad de servicio con el ente regulador Argentino. La diferencia corresponde a los efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de los países en donde operamos.
- Los **Pasivos No Corrientes** aumentan en USD 1.274 millones, equivalente a un 24,7%, de variación explicado principalmente por:
 - Aumento de los **otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados)** por USD 335 millones, principalmente explicado por (i) un aumento de USD 163 millones en Grupo **Enel Brasil S.A.** debido principalmente a la incorporación del perímetro de consolidación de Celg Distribuidora S.A. por USD 178 millones por préstamos bancarios compensado con una disminución de **Enel Distribución Ceará** por USD 17 millones de traspaso al corto plazo de préstamos bancarios y por (ii) aumento en **Codensa** por USD 162 millones correspondientes a nuevas emisiones de bonos series E-2 y E-5.
 - Aumento de **Otras cuentas por pagar no corrientes** por USD 634 millones explicado principalmente por (i) incremento mutuo de CAMMESA por USD 36 millones para las filiales Edesur y Enel Costanera en Argentina y por (ii) aumento en el Grupo Enel Brasil S.A. por USD 596 millones principalmente por la incorporación de Celg Distribuidora S.A. por USD 504 millones de deudas por compra de energía y otras obligaciones por pagar.

-
- Aumento de **Otras provisiones no corrientes** por USD 246 millones principalmente por actualización de reclamaciones legales en Ampla y Coelce por USD 23 millones y aumento por la incorporación de Ceg Distribuidora S.A. por USD 219 millones principalmente por Provisión de juicios civiles, laborales y tributarios. (incluye Funac por USD 166 millones)
 - Aumento de **Provisiones por Beneficios a los empleados no corrientes** por USD 52 millones, explicado principalmente por la incorporación al perímetro de consolidación de Celg Distribución S.A. por USD 43 millones, la diferencia corresponde a los conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades en los países que operamos
- El **Patrimonio Total** disminuyó en USD 190 millones, equivalente a un 2,4%, explicado principalmente por:
- El **patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora** aumenta en USD 265 millones principalmente por **(i)** un aumento de USD 191 millones en **otras reservas** compuesto principalmente por un aumento de **reservas de diferencia de cambio por conversión** por USD 199 millones, aumento en **reservas de cobertura de flujo de caja** por USD 2 millones y una disminución de **otras reservas varias** por USD 10 millones; y **(ii)** aumento por la **utilidad del ejercicio** de USD 74 millones.
 - Las **participaciones no controladoras** disminuyeron en USD 75 millones explicado principalmente por **(i)** una disminución de USD 190 millones por el pago de dividendos; **(ii)** una disminución de USD 9 millones de otros movimientos. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por un aumento de USD 70 millones por el reconocimiento de la utilidad generada en el ejercicio 2017 y por un aumento en los otros resultados integrales por USD 55 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros de las operaciones continuadas es el siguiente:

Indicador Financiero		Unidad	31/03/2017	31/12/2016	31/03/2016	Variación	Variación (%)
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,98	1,25		(0,3)	(21,3)
	Razón Ácida (1)	Veces	0,96	1,22		(0,3)	(21,8)
	Capital de Trabajo	MMUSD	- 70	954		(1.024)	(107,3)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento	Veces	1,33	1,14		0,2	16,8
	Deuda Corto Plazo	%	40,1%	42,6%		(0,02)	(5,8)
	Deuda Largo Plazo	%	59,9%	57,4%		0,02	4,3
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	2,50	-	2,80	(0,3)	(10,7)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	20,4%	-	26,7%	(0,06)	(23,6)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)	%	6,6%	-	13,1%	(0,07)	(49,8)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)	%	4,4%	-	8,40%	(0,04)	(48,0)

(1) Activo corriente neto de inventarios

(2) Se utilizó EBITDA dividido por costos financieros

La **liquidez corriente** al 31 de marzo de 2017 alcanzó 0,98 veces, presentando una disminución de 21,3% con respecto al 31 de diciembre de 2016, explicado principalmente por la disminución del efectivo y equivalentes de efectivo, producido principalmente por la adquisición de Celg Distribuidora S.A.

La **razón ácida** al 31 de marzo de 2017 alcanzó 0,96 veces, presentando una disminución de 21,8% con respecto al 31 de diciembre de 2016, explicado por la disminución del efectivo y equivalentes de efectivo.

El **capital de trabajo** al 31 de marzo de 2017 fue de menos USD 70 millones, que refleja una disminución respecto al 31 de diciembre de 2016, explicado principalmente por la disminución del efectivo y equivalentes de efectivo.

La **razón de endeudamiento** se sitúa en 1,33 veces al 31 de marzo de 2017, aumento de 0,2 veces respecto del 31 de diciembre de 2016, principalmente por mayor pasivo financieros por la adquisición de Celg Distribuidora S.A.

La **cobertura de costos financieros** por el período terminado al 31 de marzo de 2017 fue de 2,5 veces, lo cual representa una *disminución* de (0,3) veces, o el equivalente a un (10,7)%, comparado con igual período del año anterior, principalmente por el incremento de gastos financieros principalmente por la incorporación de Celg Distribuidora S.A. y actualización de depósitos judiciales.

El índice de rentabilidad medido en términos del **resultado de explotación sobre los ingresos de explotación** disminuyó un 23,6% con respecto a igual período del año anterior, alcanzando un 20,4% al 31 de marzo de 2017, principalmente por menor EBIT.

La **rentabilidad del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** fue de un 6,6%, como resultado de una disminución del resultado atribuible a los propietarios, principalmente por los resultados de dos meses del año 2016 como resultado de la división societaria materializada el 1 de marzo de 2016.

La **rentabilidad de los activos** fue de un 4,4% al 31 de marzo de 2017, debido principalmente a una disminución del resultado del período, atribuible principalmente por los resultados de dos meses del año 2016 como resultado de la división societaria materializada el 1 de marzo de 2016.

AL 31 DE MARZO DE 2017

PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El flujo de efectivo neto alcanzó los USD 1.049 millones negativos a marzo de 2017 lo que representa una disminución de USD 910 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables por flujos de actividades de la operación, inversión y financiamiento, que explican esta disminución en los flujos de efectivo neto comparado con igual período del año 2016, se describen a continuación:

Flujos de efectivo netos	31 de marzo de		Variación	Variación %
	2017	2016		
	(Millones de US\$)			
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación	204	552	(348)	(63,1)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	(889)	(379)	(510)	134,4
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	(364)	(312)	(52)	16,5
Total Flujos de Efectivos Netos	(1.049)	(139)	(910)	652,9

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación fueron USD 204 millones a marzo de 2017, representando una disminución del 63,1% con respecto a igual período del año anterior. La disminución se explica por un aumento en las **Clases de cobros por actividades de operación** principalmente en **(i)** los cobros procedentes de las ventas y prestación de servicios por USD 10 millones; y **(ii)** aumento en otros cobros por actividades de operación por USD 35 millones. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por menores **(i)** menores cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas por USD 6 millones. Mayores pagos en **las Clases de pagos en efectivo procedentes de operación** principalmente en **(i)** Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por USD 65 millones, **(ii)** pagos a y por cuenta de los empleados por USD 30 millones, y **(iii)** Otros pagos por actividades de operación por USD 273 millones (ver detalle en nota 8F de los estados financieros). Adicionalmente mayores pagos por **Flujos de efectivo procedentes de (i)** impuestos a las ganancias pagados por USD 13 millones y **(ii)** otras entradas y (salidas) de efectivo por USD 6 millones.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión fueron salidas por USD 889 millones a marzo de 2017, que se explican principalmente por **(i)** los desembolsos por la incorporación de propiedades, plantas y equipos por USD 194 millones; **(ii)** incorporación de activos intangibles IFRIC12 por USD 101 millones; **(iii)** pagos de derivados de contratos de futuro y de permuta financiera USD 1 millón, **(iv)** Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios por USD 696 millones correspondiente al pago adquisición Celg Distribuidora S.A. neto de efectivo y efectivo equivalente. Estas salidas de flujos de efectivo de inversión fueron parcialmente compensadas por **(i)** el rescate de inversiones a más de 90 días por USD 18 millones; **(ii)** cobros de contratos futuro, a término de opciones y de permuta financiera por USD 50 millones; **(iii)** intereses recibidos USD 29 millones; y **(iv)** otras entradas de efectivo por USD 6 millones.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación fueron salidas por USD 364 millones a marzo 2017, originados principalmente por **(i)** pagos de préstamos por USD 281 millones; **(ii)** pago de dividendos por USD 104 millones, **(iii)** pago de intereses por USD 109 millones, **(iv)** pagos de pasivos por arrendamientos financieros USD 25 millones; y **(vi)** otras salidas de efectivo por USD 26 millones. Todo lo anterior compensado con los flujos procedentes de la obtención de préstamos por USD 181 millones.

AL 31 DE MARZO DE 2017

A continuación se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los períodos de Marzo años 2017 y 2016

Información Propiedad, Planta y Equipos por Entidad
31 de marzo de 2017 y 2016
(millones de US\$)

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos		Depreciación	
	2017	2016	2017	2016
Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa Chile)	-	69	-	-
Enel Generación Perú S.A. (Edegel)	16	8	15	15
Enel Generación el Chocón S.A. (Chocón)	-	-	1	1
Enel Generación Costanera S.A. (Costanera)	12	13	9	6
Emgesa S.A.	47	31	18	14
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Cachoeira Dourada)	-	1	2	2
Compañía Eléctrica de Fortaleza (Fortaleza)	3	3	2	2
Enel Cien S.A. (Cien)	1	-	4	3
Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	-	16	-	-
Edesur S.A.	24	26	5	4
Enel Distribución Perú (ex Edelnor)	29	33	12	11
Enel Distribución Río S.A. (*) (Ampla Energía)	59	54	22	16
Enel Distribución Ceara S.A. (*) (Coelce)	39	26	14	10
Celg Distribución S.A.(*)	4	-	8	-
Codensa S.A.	59	50	26	19
Servicios Informáticos e Inmobiliarios (ex ICT)	-	-	-	-
Holding Enel Américas y Sociedades de Inversión	-	2	-	-
Enel Trading Argentina (Cemsa)	2	-	-	-
Central DockSud	-	-	4	4
Enel Generación Piura (ex Empresa Eléctrica Piura)	3	1	2	2
Total	298	333	144	108

(*) Incluye activos intangibles por concesiones

PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DEL GRUPO ENEL AMERICAS S.A.

Las actividades del Grupo están sujetas a un amplio conjunto de normas gubernamentales, y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar sus actividades, situación económica y resultado de las operaciones.

Las filiales operativas del Grupo están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades en los países en que operan. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, como la modificación de las leyes o normas vigentes, podrían impactar sus actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

Estas nuevas leyes o normas, en ocasiones, modifican aspectos de la regulación que pueden afectar derechos existentes lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre resultados futuros del grupo.

Las actividades del grupo están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental que Enel Américas cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias, podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones.

Enel Américas y sus filiales operativas están sujetas a la normativa medioambiental, que, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, Enel Américas no puede garantizar que:

- Las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental;
- La oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto;
- Las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas del Grupo.

La actividad comercial del Grupo se ha planificado de manera de moderar eventuales impactos derivados de cambios en las condiciones hidrológicas.

Las operaciones del grupo Enel Américas incluyen la generación hidroeléctrica y, por lo tanto, dependen de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican las instalaciones de generación hidroeléctrica del Grupo. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los resultados podrían verse adversamente afectados, razón por la cual Enel Américas ha definido como parte esencial de su política comercial no contratar el 100% del total de su capacidad. A su vez, el negocio eléctrico se ve afectado por condiciones atmosféricas tales como temperaturas medias que condicionan el consumo. Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio.

La situación financiera y el resultado de las operaciones pueden resultar adversamente afectados si no se gestiona eficazmente la exposición al riesgo del tipo de interés, precios de “commodities” y tipo de cambio de divisas.

POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Américas están expuestas a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por el Grupo en el establecimiento de su política de gestión de los riesgos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- Cada negocio y área corporativa define:
 - I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - II. Criterios sobre contrapartes.
 - III. Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.

Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Enel Américas.

Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

La estructura comparativa de deuda financiera del Grupo Enel Américas según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición neta:

	31-03-2017	31-12-2016
	%	%
Deuda con tasa de interés fijo	46%	44%

Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
-
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.
-
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enel Américas es en base a flujos de caja y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ o monedas locales si las hubiere y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

Riesgo de “commodities”

El Grupo Enel Américas podría encontrarse expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos “commodities”, fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres. Para el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, se determinan polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de marzo de 2017, había operaciones de contratos de compra de futuros de energía vigentes por 55 GWh, para el período Abr-Dic 2017. Dichas compras respaldan un contrato de venta de energía en el mercado mayorista. Por su parte, se realizaron ventas de futuros de energía por 13.4 GWh para el período Abr-Dic 2017, asociadas a cubrir el riesgo de flujo de caja de clientes indexados del Mercado No Regulado. Al 31 de marzo de 2017, se han liquidado en el año quince (15) contratos de venta y cincuenta y dos (52) de compra de futuros de energía cada uno por 0.36 GWh. Al 31 de diciembre de 2016, había operaciones de contratos de compra de futuros de energía por 69.84 GWh, para el período Ene-Dic 2017. Dichas compras respaldan un contrato de venta de energía en el mercado mayorista. Por su parte, se realizaron ventas de futuros de energía por 15.12 GWh para el período Ene-Dic 2017, asociadas a cubrir el riesgo de flujo de caja de clientes indexados del Mercado No Regulado. Al 31 de diciembre de 2016 se liquidaron diez (10) contratos de venta y uno (1) de compra de futuros de energía cada uno por 0.36 GWh.

Riesgo de liquidez.

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros (ver notas 19, 21 y Anexo 4).

Al 31 de marzo de 2017, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$1.698.176 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 141.953 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$2.689.456 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$129.944 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

Riesgo de crédito.

El Grupo Enel Américas realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en algunos países, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en casi todos los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea (con calificación de riesgo equivalente a grado de inversión, en la medida de lo posible) con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que todas las operaciones se contratan con entidades de clasificación de riesgo equivalente a grado de inversión

Medición del riesgo.

El Grupo Enel Américas elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, respecto al Peso Chileno, incluyendo:

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a MUS\$ 203.979.

Este valor representa el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto este valor en riesgo está intrínsecamente relacionado, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

Otros riesgos

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Enel Américas, está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado o cross default. De no ser subsanados ciertos incumplimientos, podrían resultar en un incumplimiento cruzado y eventualmente podrían llegar a hacerse exigibles ciertos pasivos de Enel Américas.

A marzo de 2017, el no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable de cualquier deuda de Enel Américas con un monto de capital que exceda los US\$150 millones, o su equivalente en otras monedas, podría dar lugar al pago anticipado obligatorio de una parte sustancial de los bonos Yankee.

Por último, a marzo de 2017 en el caso de los bonos locales y las líneas de crédito locales de Enel Américas, el pago anticipado de estas deudas, se desencadena sólo por incumplimiento del Emisor o Deudor, es decir de Enel Américas, no haciendo referencia a sus filiales extranjeras. En el caso de los bonos locales, el cross default se puede desencadenar en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas. En el caso de las líneas locales, el cross default se desencadena si el monto en mora en una deuda excede los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además se cumplen condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Estas líneas no han sido desembolsadas.

No hay cláusulas en los convenios de crédito por las cuales cambios en la clasificación corporativa o de la deuda de Enel Américas por las agencias clasificadoras de riesgo produzcan la obligación de hacer prepagos de deuda.

VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

Respecto de los activos de mayor importancia cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad filial, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota 3.d) de los Estados Financieros.

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N° 2 y 3 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas.