

ANÁLISIS RAZONADO ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2018

- Los ingresos mostraron un aumento de un 23,4% comparado con el mismo período del año anterior, llegando a USD 5.948 millones, explicado por mayores ingresos en los 4 países en que operamos, especialmente en Brasil y Argentina.
- El EBITDA aumentó en 19,3% alcanzando los USD 1.652 millones, explicado por mejores resultados en los 4 países, especialmente en el negocio de distribución en Argentina producto de la nueva regulación, y en distribución Brasil producto de los mejores resultados en Enel Distribución Goiás (CELG).

País	EBITDA		Variación %
	30 de junio		
	2018	2017	
	(cifras en millones de USD)		
Argentina	253	106	139,9
Brasil	511	435	17,5
Colombia	622	595	4,6
Perú	278	263	5,4
Enel Américas	1.652	1.385	19,3

- El Resultado de Explotación (EBIT) aumentó en 26,9%, llegando a USD 1.249 millones.
- El Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante llegó a USD 403 millones, un 95,6% más que el año anterior, explicado por el mejor resultado operacional del período, junto con un mejor resultado financiero neto (menor gasto de 36,6%) explicado principalmente por Argentina y Brasil. Por otro lado, el gasto por impuestos aumentó un 37% llegando a USD 374 millones.
- La deuda financiera neta alcanzó los USD 6.568 millones, un 96% mayor que al cierre de 2017, explicado por la adquisición de Eletropaulo durante el mes de Junio.
- El CAPEX del período ascendió a USD 650 millones, un 3,3% más que en el mismo período del año anterior, explicado principalmente por mayores inversiones en Codensa, Enel Dx Goiás y las inversiones realizadas en Eletropaulo. Esto parcialmente compensado por menor Capex en Enel Dx Río.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2018



RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

▪ El negocio de generación mostró un aumento de 14,4% en el EBITDA, llegando a USD 819 millones. Esto se explica por mejores resultados en los 4 países, principalmente en Argentina producto de mayores precios.

Información Física

	1H 2017	1H 2018	Variación
Total Ventas (GWh)	27.053	31.869	17,8%
Total Generación (GWh)	20.513	19.801	-3,5%

▪ En distribución, el EBITDA fue un 24,8% superior al del mismo período del año anterior, llegando a USD 875 millones, explicado principalmente por las mayores tarifas en Argentina producto de la aplicación total de la nueva regulación, y el mejor desempeño de Enel Distribución Goiás. El número de clientes mostró un aumento de 7.436.341, explicado principalmente por la adquisición de Eletropaulo. Sin considerar esto último, el N° de clientes aumentó en 270.799

Información Física

	1H 2017	1H 2018	Variación
Total Ventas (GWh)	36.781	41.305	12,3%
Número de clientes	17.001.493	24.437.834	43,7%



RESUMEN FINANCIERO

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

- | | |
|--|--------------------|
| • Caja y caja equivalente | USD 2.376 millones |
| • Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días | USD 2.492 millones |
| • Líneas de crédito comprometidas disponibles | USD 957 millones |

- La tasa de interés nominal promedio en junio 2018 disminuyó hasta 7,3% desde 8,3% del mismo periodo del año anterior, influenciado principalmente por mejores condiciones de tasas en el refinanciamiento de deudas en Brasil y Colombia y una menor inflación en ambos países. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado con mayores tasas asociadas al endeudamiento relacionado a la adquisición de la distribuidora brasileña Eletropaulo.

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. 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 739 millones y forwards por USD 573 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 896 millones.

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

Cambio de Perímetro:

-En **febrero de 2017**, nuestra filial Enel Brasil S.A. perfeccionó la compra del 99,88% del capital social de Celg Distribución S.A. en un monto aproximado de ~USD 720 millones. El impacto de esta operación, más otros antecedentes relacionados con esta adquisición, se detallan en la Nota 7.1. de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 30 de junio de 2018.

- En **noviembre de 2017**, nuestra filial Enel Brasil S.A. adquirió el 100% de la concesión de la Central Hidrogeneradora Volta Grande por un monto aproximado de ~USD 436 millones. El impacto de esta operación, más otros antecedentes relacionados con esta adquisición, se detallan en la Nota 9 de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 30 de junio de 2018.

- En **abril de 2018** nuestra filial Enel Brasil S.A., a través de su vehículo Enel Sudeste S.A. lanzó la adquisición, mediante una Oferta Pública de Acciones voluntaria, de la distribuidora de energía brasileña Eletropaulo. El proceso finalizó exitosamente con fecha 4 de Julio de 2018, adquiriendo finalmente un 93,3% de participación accionaria, que corresponde a 156.158.581 acciones por un monto de ~ USD 1.840 millones.

Para efectos contable se considera que el control de Eletropaulo se obtuvo el día 7 de Junio, fecha efectiva del pago y transferencias de las acciones de la subasta inicial, por un 73,38%. Para efectos de consolidación se ha considerado un 100% de participación, en consideración a que existía una obligación a todo evento hasta el día 4 de Julio, para adquirir todas las participaciones a los accionistas de Eletropaulo que no participaron de la subasta inicial.

El impacto de esta operación, más otros antecedentes relacionados con esta adquisición, se detallan en la Nota 7.2. de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 30 de junio de 2018.

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 30 de junio de 2018 y 2017, 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 %	
		2018	2017	2018	2017
Enel Generación Costanera S.A.	SIN Argentina	3.683	4.526	5,4%	6,8%
Enel Generación El Chocón S.A.	SIN Argentina	1.381	1.089	2,0%	1,6%
Central Dock Sud	SIN Argentina	2.231	2.187	3,3%	3,3%
Enel Generación Perú S.A. (Edegel)	SICN Peru	5.159	4.725	20,5%	19,4%
Enel Generación Piura S.A. (Piura)	SICN Peru	299	332	1,2%	1,4%
Emgesa S.A.	SIN Colombia	8.843	8.690	26,2%	26,5%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	SICN Brasil	8.275	4.054	3,5%	1,4%
Enel Generación Fortaleza S.A.	SICN Brasil	1.362	1.451	0,6%	0,5%
EGP Volta Grande S.A.	SICN Brasil	637	-	0,3%	
Total		31.869	27.054		

Segmento de Negocio Distribución

Empresa	Ventas de Energía (GWh) (*)		Pérdidas de energía (%)		Clientes (miles)		Clientes/Empleados	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur)	9.042	9.090	12,9%	10,8%	2.543	2.518	633	597
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	4.040	4.058	8,2%	8,1%	1.409	1.385	2.401	2.332
Enel Distribución Río S.A.	5.635	5.719	20,8%	20,2%	2.983	2.988	3.082	2.868
Enel Distribución Ceará S.A.	5.708	5.621	14,0%	13,1%	3.976	3.953	3.582	3.483
Enel Distribución Goiás S.A.	6.582	5.511	12,5%	11,9%	2.972	2.865	2.688	2.179
Eletropaulo Metropolitana de Electricidade de Sao Paulo	3.418	-	9,6%	-	7.166	-	943	-
Codensa S.A.	6.880	6.783	7,9%	7,9%	3.388	3.293	2.238	2.432
Total	41.305	36.781	12,3%	12,0%	24.438	17.001	1.446	1.761

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

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS
AL 30 DE JUNIO DE 2018



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 30 de junio de 2018 y 2017.

INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA														
Generación y Distribución (millones de USD a junio de 2018)														
PAIS	Argentina		Brasil		Colombia		Peru		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Ingresos por ventas de energía														
Generación	164	122	405	305	594	533	243	246	1.406	1.206	(342)	(371)	1.064	835
Clientes Regulados	-	-	135	116	329	302	72	160	536	578	(283)	(371)	253	207
Clientes no Regulados	-	1	222	171	223	188	164	76	609	436	(59)	-	550	436
Ventas de Mercado Spot	164	121	46	-	42	43	5	1	257	165	-	-	257	165
Otros Clientes	-	-	2	18	-	-	2	9	4	27	-	-	4	27
Distribución	760	539	2.057	1.554	705	625	441	418	3.963	3.136	-	-	3.963	3.136
Residenciales	268	168	1.015	723	350	314	225	210	1.858	1.415	-	-	1.858	1.415
Comerciales	271	199	474	394	166	149	58	59	969	801	-	-	969	801
Industriales	85	66	139	120	67	60	89	79	380	325	-	-	380	325
Otros Consumidores	136	106	429	317	122	102	69	70	756	595	-	-	756	595
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(150)	(159)	(117)	(128)	(75)	(84)	(342)	(371)	342	371	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	924	661	2.312	1.700	1.182	1.030	609	580	5.027	3.971	-	-	5.027	3.971
variación en millones de USD y %	263	39,8%	612	36,0%	152	14,8%	29	5,0%	1.056	26,6%	-	-	1.056	26,6%

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS
AL 30 DE JUNIO DE 2018



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 30 de junio de 2018, fue de USD 403 millones, lo que representa un aumento de un 95,6% con respecto al resultado de USD 206 millones registrado en el mismo período del año anterior.

A continuación se presenta información comparativa de cada ítem de los estados de resultados para los períodos terminados el 30 de junio de 2018 y 2017:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	30-06-2018	30-06-2017	Variación	Variación
	(cifras en millones de USD)			%
Ingresos	5.948	4.820	1.128	23,4%
Ingresos de actividades ordinarias	5.546	4.402	1.144	26,0%
Otros ingresos de explotación	402	418	(16)	(3,8%)
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(3.482)	(2.628)	(854)	(32,5%)
Compras de energía	(2.435)	(1.769)	(666)	(37,7%)
Consumo de combustible	(113)	(112)	(1)	(0,9%)
Gastos de transporte	(477)	(260)	(217)	(83,5%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(457)	(487)	30	6,2%
Margen de Contribución	2.466	2.192	274	12,5%
Gastos de personal	(335)	(362)	27	7,5%
Otros gastos por naturaleza	(479)	(445)	(34)	(7,6%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	1.652	1.385	267	19,3%
Depreciación y amortización	(340)	(311)	(29)	(9,3%)
Pérdidas por deterioro	(63)	(90)	27	30,0%
Resultado de Explotación (EBIT)	1.249	984	265	26,9%
Resultado Financiero	(217)	(342)	125	36,6%
Ingresos financieros	163	114	49	43,0%
Gastos financieros	(497)	(447)	(50)	(11,2%)
Resultados por unidades de reajuste	-	-	-	0,0%
Diferencia de cambio	117	(9)	126	n/a
Otros Resultados distintos de la operación	2	5	(3)	(60,0%)
Otras Ganancias (pérdidas)	1	1	-	0,0%
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	1	4	(3)	(75,0%)
Resultado Antes de Impuestos	1.034	647	387	59,8%
Impuesto sobre sociedades	(374)	(273)	(101)	(37,0%)
Resultado después de impuestos de las actividades continuadas	660	374	286	76,5%
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Después de Impuesto	-	-	-	0,0%
Resultado después de impuestos incluyendo actividades discontinuadas	660	374	286	76,5%
Resultado del Período	660	374	286	76,5%
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	403	206	197	95,6%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	257	168	89	53,0%
Utilidad por acción USD(*)	0,00701	0,00359	0,00343	95,6%

(*) Al 30 de Junio de 2018 el número promedio de acciones ordinarias en circulación son 57.452.641.516 (57.452.641.516 en 2017).



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2018



EBITDA:

El EBITDA para el período al 30 de junio de 2018 fue de USD 1.652 millones, lo que presenta un aumento de USD 267 millones, equivalente a un incremento de un 19,3%, con respecto al EBITDA de USD 1.385 millones por el período terminado el 30 de junio de 2017.

Los ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza para las operaciones que determinan nuestro EBITDA, desglosados por cada segmento de negocios para los períodos terminados el 30 de junio de 2018 y 2017, se presentan a continuación:

EBITDA ACTIVIDADES CONTINUADAS POR SEGMENTO DE NEGOCIOS				
	Por los periodos terminados el 30 de junio de			
	2018	2017	Variación	Variación
	(Cifras en millones de USD)			%
Generación y Transmisión:				
Argentina	166	125	41	32,8
Brasil	460	370	90	24,3
Colombia	620	550	70	12,7
Perú	380	345	35	10,1
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	1.626	1.390	236	17,0
Distribución:				
Argentina	800	577	223	38,6
Brasil	2.603	2.069	534	25,8
Colombia	847	757	90	11,89
Perú	463	447	16	3,58
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	4.713	3.850	863	22,4
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(391)	(420)	29	(6,9)
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	5.948	4.820	1.128	23,4
Generación y Transmisión:				
Argentina	(14)	(12)	(2)	(16,7)
Brasil	(264)	(185)	(79)	(42,7)
Colombia	(217)	(178)	(39)	(21,9)
Perú	(178)	(158)	(20)	(12,7)
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	(673)	(533)	(140)	(26,3)
Distribución:				
Argentina	(463)	(334)	(129)	(38,6)
Brasil	(1.916)	(1.458)	(458)	(31,4)
Colombia	(510)	(423)	(87)	(20,6)
Perú	(312)	(299)	(13)	(4,3)
Costos de Explotación Segmento de Distribución	(3.201)	(2.514)	(687)	(27,3)
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	392	419	(27)	6,5
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	(3.482)	(2.628)	(854)	(32,5)
Generación y Transmisión:				
Argentina	(28)	(34)	6	17,6
Brasil	(9)	(9)	-	-
Colombia	(15)	(14)	(1)	(7,1)
Perú	(16)	(15)	(1)	(6,7)
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	(68)	(72)	4	5,6
Distribución:				
Argentina	(124)	(115)	(9)	(7,8)
Brasil	(94)	(125)	31	24,8
Colombia	(24)	(23)	(1)	(4,3)
Perú	(12)	(14)	2	14,3
Gastos de Personal Segmento de Distribución	(254)	(277)	23	8,3
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(13)	(13)	-	-
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	(335)	(362)	27	7,5



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2018



	Por los períodos terminados el 30 de junio de			
	2018	2017	Variación	Variación
	(Cifras en millones de USD)			%
Generación y Transmisión:				
Argentina	(15)	(17)	2	11,8
Brasil	(11)	(8)	(3)	37,5
Colombia	(20)	(23)	3	13,0
Perú	(21)	(21)	-	-
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	(67)	(69)	2	2,9
Distribución:				
Argentina	(69)	(84)	15	17,9
Brasil	(229)	(203)	(26)	(12,8)
Colombia	(59)	(51)	(8)	(15,7)
Perú	(26)	(20)	(6)	(30,0)
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	(383)	(358)	(25)	(7,0)
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(29)	(18)	(11)	(61,1)
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	(479)	(445)	(34)	(7,6)
EBITDA				
Generación y Transmisión:				
Argentina	109	62	47	75,8
Brasil	176	168	8	4,8
Colombia	368	335	33	9,9
Perú	165	151	14	9,3
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	819	716	103	14,4
Distribución:				
Argentina	144	44	100	227,3
Brasil	364	283	81	28,6
Colombia	254	260	(6)	(2,3)
Perú	113	114	(1)	(0,9)
EBITDA Segmento de Distribución	875	701	174	24,8
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(42)	(32)	(10)	(32,5)
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	1.652	1.385	267	19,3

EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN:

Argentina

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en Argentina alcanzó los USD 109 millones a junio de 2018, lo que representa un aumento de USD 47 millones respecto a igual período del año 2017. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados a junio 2018, comparado con el mismo período del 2017, se describen a continuación:

Enel Generación Costanera S.A.: (Mayor EBITDA de USD 25 millones debido principalmente a mayores ingresos por aumento tarifa según resolución SEE N°19/2017.)

Los **ingresos de explotación** de Enel Generación Costanera aumentaron en USD 17 millones, o 26,3%, en junio 2018. El aumento se explica principalmente por USD 38 millones de mayores ingresos debido a un incremento de la remuneración tarifaria por nueva regulación N° SEE 19/2017. Lo anterior compensado con **(i)** menor generación por mantención de central por USD 2 millones, **(ii)** menores otros ingresos de explotación de USD 2 millones y **(iii)** menores ingresos de conversión por USD 17 millones, debido a la devaluación de un 36,9% del peso argentino en relación con el dólar americano respecto de igual período del año anterior.

Los **costos de explotación disminuyeron en USD 1 Millón** y se explican principalmente por la devaluación de un 36,9% del peso argentino en relación con el dólar americano.

Los **gastos de personal disminuyeron en USD 5 millones** y se explican principalmente por la devaluación de un 36,9% del peso argentino en relación al dólar americano por USD 7 millones compensado con aumento de salarios por USD 2 millones relativo a la inflación interna del país.

Los **otros gastos por naturaleza disminuyeron en USD 2 millones** y se explican principalmente por la devaluación de un 36,9% del peso argentino en relación con el dólar americano.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2018



Enel Generación El Chocón: (Mayor EBITDA de USD 12 millones debido principalmente a mayor remuneración tarifaria por nueva regulación N°SEE 19/2017 y mayores ventas de energía.)

Los **ingresos de explotación** de Enel Generación El Chocón aumentaron en USD 11 millones principalmente por **(i)** USD 14 millones de incremento por remuneración tarifaria por nueva regulación N° SEE 19/2017 afectado también por el impacto del tipo de cambio para aquellos contratos que están dolarizados y **(ii)** incremento de ventas de energía de 292 GWh por mayor hidrología por USD 4 millones. Lo anterior es parcialmente compensado por USD 7 millones de menores ingresos, producto de la devaluación de un 36,9% del peso argentino en relación con el dólar americano.

Los **costos de Explotación disminuyeron en USD 1 Millón** y se explican principalmente por la devaluación de un 36,9% del peso argentino en relación con el dólar americano.

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

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

Central Dock Sud: (Mayor EBITDA de USD 11 millones principalmente por mayores ingresos por efectos nueva regulación tarifaria N° SEE 19/2017)

Los **ingresos de explotación** de Central Dock Sud aumentaron en USD 12 millones, o 37,3%, en 2018, lo que se explica por un incremento en la tarifa de acuerdo a regulación N° 19/2017 por USD 21 millones, compensado por USD 9 millones de menores ingresos, producto de la devaluación de un 36,9% del peso argentino en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación** de Central Dock Sud aumentaron en USD 3 millones, o 66,2%, en 2018, principalmente por mayores costos de transporte.

Los **gastos de personal disminuyeron en USD 1 Millón** y se explican principalmente por la devaluación de un 36,9% del peso argentino en relación con el dólar americano.

Los **otros gastos por naturaleza disminuyeron en USD 1 Millón** y se explican principalmente por la devaluación de un 36,9% del peso argentino en relación con el dólar americano.



Brasil

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación y transmisión en Brasil alcanzó los USD 176 millones en 2018, lo que representa un aumento de USD 8 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados a junio de 2018, comparado con igual período del año 2017, se describen a continuación:

EGP Cachoeira Dourada S.A.: (menor EBITDA de USD 6 millones principalmente por mayores compras de energía)

Los **ingresos de explotación de EGP Cachoeira Dourada aumentaron** en USD 70 millones, o 36,2%, en 2018. El aumento se explica principalmente por un incremento de USD 84 millones debido a mayores ventas físicas de energía por 4.221 GWh, por una mayor demanda en el mercado. Lo anterior es compensado por USD 14 millones de menores ingresos producto de la devaluación de un 7,6% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación de EGP Cachoeira Dourada aumentaron** en USD 76 millones, o 60,7%, en 2018, principalmente explicado por un aumento de USD 85 millones por mayores compras de energía dado el incremento de la demanda, compensado con USD 9 millones de menores costos debido a la devaluación de un 7,6% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **gastos de personal de EGP Cachoeira Dourada** en línea con período anterior.

Los **otros gastos por naturaleza de EGP Cachoeira Dourada** en línea con periodo anterior.

Enel Generación Fortaleza: (Menor EBITDA de USD 26 millones debido principalmente a las mayores compras de energía por corte de suministro de gas por parte de Petrobras)

Los **ingresos de explotación de Compañía Eléctrica de Fortaleza disminuyeron** en USD 11 millones, principalmente por el reconocimiento de USD 3 millones por concepto de indemnizaciones por seguros asociados a siniestros en planta generadora y a un aumento en las ventas de energía por USD 2 millones. Lo anterior compensado con menores ingresos por USD 7 millones como resultado del reconocimiento de incentivo fiscal PROVIN (Programa de Incentivo y Desarrollo industrial) y una disminución de USD 9 millones debido a la devaluación de un 7,6% del real brasileño en relación con el dólar americano

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2018



Los **costos de explotación de Compañía Eléctrica de Fortaleza** aumentaron en USD 15 millones, o 25,3%, en 2018, debido a un aumento principalmente atribuible a mayores compras de energía por USD 35 millones, debido al corte de suministro de gas realizado por Petrobras, lo que obligó a la compañía a abastecerse de energía en el mercado para cumplir sus contratos con clientes. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores consumos de combustibles por USD 20 millones.

Los **gastos de personal de Compañía Eléctrica de Fortaleza** se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior.

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

Enel Cien S.A.: menor Ebitda de USD 3 millones debido principalmente a menores ingresos producto de la devaluación de un 7,6% del real brasileño respecto del dólar americano.

Enel Green Power Volta Grande.: (sociedad ingresada al perímetro de consolidación a contar del noviembre de 2017, fecha en que se materializó definitivamente su compra. Sus resultados al 30 de junio de 2018 presentan un EBITDA positivo de USD 42 millones.)

Los **ingresos de explotación de EGP Volta Grande** equivalen a USD 48 millones correspondientes a ventas de energía ocurridas en el primer semestre de 2018, por 637 GWh.

Los **costos de explotación de EGP Volta Grande** equivalen a USD 4 millones de gasto de transporte de energía, USD 1 millón de compras de energía y USD 1 millón de otros gastos por naturaleza.



Colombia

El **EBITDA** de nuestra filial de generación en Colombia alcanzó los USD 368 millones en 2018, lo que representa un aumento de USD 33 millones con respecto al mismo período del año anterior. Las principales variables que explican este aumento en los resultados a junio de 2018 comparado a igual período del año 2017, se describen a continuación:

Emgesa S.A.: (Mayor EBITDA de USD 33 millones principalmente por mayores ventas de energía.)

Los **ingresos de explotación de Emgesa aumentaron** en USD 70 millones o un 12,8% en 2018. El aumento se explica principalmente por **(i)** USD 19 millones debido a mayores ventas físicas por 153 GWh., **(ii)** incremento de USD 27 millones asociado a tarifa de energía, **(iii)** aumento por USD 14 millones producto de la apreciación de un 2,5% del peso colombiano respecto del dólar americano y **(iv)** aumento por USD 13 millones correspondientes a indemnizaciones y lucro cesante por siniestros en Túnel Chivor, Guavio y Guaca compensado con menores efectos por ejecución de garantía en 2017 de contrato Impregilo por USD 3 millones.

Los **costos de explotación de Emgesa aumentaron** en USD 38 millones, o 21,4%, en 2018, compuesto principalmente por **(i)** aumento de USD 18 millones en las compras de energía, que se explican por: USD 49 millones por mayores compras de energía (867/GWh) en el mercado spot, compensados por USD 31 millones por disminución precio de compras en el mercado spot; **(ii)** un aumento de USD 8 millones en el consumo de combustibles correspondiente a USD 5 millones de mayores consumos y USD 3 millones de mayores precios, **(iii)** aumento de USD 6 millones por gastos de transporte por aumento de clientes en energía mercado no regulado. La diferencia de USD 6 millones corresponde principalmente a la apreciación de un 2,5% del peso colombiano respecto del dólar americano

Los **gastos de personal de Emgesa aumentaron** en USD 2 millones, explicado principalmente por mayores sueldos y bonificaciones respecto del período de junio de 2017.

Los **otros gastos por naturaleza de Emgesa disminuyeron** en USD 3 millones, principalmente por disminución de impuesto a las riquezas respecto de igual período del año 2017.

Perú

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en Perú alcanzó los USD 165 millones en 2018, lo que representa un aumento de USD 14 millones con respecto de igual período del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados a junio 2018, comparado a igual período del año 2017, se describen a continuación:

Enel Generación Perú S.A. (Edegel): (mayor EBITDA por USD 13 millones principalmente por mayores ingresos por peajes compensado con incremento compras energía, gastos de combustibles y gastos de transporte).

Los **ingresos de explotación de Enel Generación Perú aumentaron** en USD 36 millones, o 13,1% en 2018. El aumento se explica principalmente por **(i)** incremento en ingresos por Peajes por captación de clientes libres por USD 38 millones compensado con menores ingresos por ventas de energía por USD 4 millones y **(ii)** USD 2 millones por los efectos de la apreciación de un 0,9% del nuevo sol peruano en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación de Enel Generación Perú aumentaron** en USD 23 millones, o 17,2%, en 2018, compuesto principalmente por **(i)** aumento en las compras de energía por USD 8 millones en el mercado spot de los cuales USD 3 millones corresponden a efecto de precio promedio, **(ii)** mayores gastos de combustibles por USD 13 millones, explicados por un mayor consumo de petróleo por mantenimiento de ducto de gas por USD 2 millones y de USD 11 millones por mayor consumo de energía térmica por incremento en la demanda de clientes libres, **(iii)** incremento en los costos de transporte por USD 13 millones, y **(iv)** menor reconocimiento de compensaciones por energía renovable por USD 11 millones.

Los **gastos de personal de Enel Generación Perú** en línea con mismo periodo anterior.

Los **otros gastos por naturaleza de Enel Generación Perú** en línea con mismo periodo anterior.

Enel Generación Piura S.A.: (En línea con mismo periodo año anterior)

Chinango S.A.: (Mayor EBITDA de USD 2 millones debido principalmente a mayores ventas físicas de energía)

Los **ingresos de explotación de Chinango S.A. aumentaron** en USD 2 millones principalmente por mayor venta en el mercado Spot.

Los **costos de explotación Chinango S.A.** se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior.

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

Los **otros gastos por naturaleza Chinango S.A.** se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior.

EBITDA SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN:

Argentina

Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur): (Mayor EBITDA de USD 100 millones principalmente por nueva Revisión Tarifaria Integral (RTI))

El **EBITDA de nuestra filial Edesur en Argentina alcanzó** los USD 144 millones en 2018, lo que representa un aumento de USD 100 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, que explican este aumento en los resultados a junio 2018 comparado el año anterior, se describen a continuación:

Los **ingresos de explotación en Edesur aumentaron** en USD 223 millones, o un 38,7% en 2018 principalmente por el reconocimiento de mayores ingresos de ventas de energía por USD 391 millones, producto de la aplicación de la nueva Revisión Tarifaria Integral (RTI) según Resolución N° 64 emitida por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), publicada el 01 de febrero de 2017. Este incremento fue parcialmente compensado por (i) menores ventas físicas de por USD 13 millones (48 GWh) y (ii) disminución de USD 155 millones debido a la devaluación de un 36,9% del peso argentino en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación en Edesur aumentaron** en USD 129 millones, o un 38,7 % principalmente por (i) un aumento de USD 191 millones en las compras de energía, de los cuales USD 182 millones se asocian a un aumento en los precios producto de la inflación interna y de USD 9 millones a mayores comprar físicas, (ii) aumento costos de transporte por USD 18 millones debido principalmente a incremento en los precios y (iii) aumento de USD 10 millones por alquileres equipos electrógenos y otros gastos. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por una disminución de USD 90 millones debido a la devaluación de un 36,9% del peso argentino en relación con el dólar americano.

Los **gastos de personal en Edesur aumentan** en USD 8 millones, de los cuales USD 20 millones se relacionan a incrementos salariales producto principalmente de la inflación interna y a un aumento en planes de retiro por USD 22 millones y Plan de jubilación anticipada por USD 4 millones, compensados por USD 38 millones debido a la devaluación de un 36,9% del peso argentino en relación con el dólar americano.

Los **otros gastos por naturaleza en Edesur disminuyen** en USD 15 millones debido principalmente a la devaluación de un 36,9% del peso argentino en relación con el dólar americano por USD 23 millones compensado con mayores gastos por USD 8 millones por mantenimientos y renovación de redes y otros servicios.

Las pérdidas de energía aumentaron un 2.1 p.p. llegando a 12,9% a junio de 2018. El número de clientes en Edesur es de 2,543 millones a junio 2018, lo que representó un aumento de 25 mil nuevos clientes comparados con igual período del año anterior.

Brasil

El **EBITDA** de nuestras filiales de distribución en Brasil alcanzó los USD 364 millones en 2018, lo que representa un aumento de USD 81 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados a junio 2018 comparado con igual período de año 2017, se describen a continuación:

Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla): (Mayor EBITDA de USD 28 millones principalmente por mayores ingresos de explotación por recuperación de tarifa)

Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Río aumentaron en USD 18 millones, o un 2,3% en 2018, principalmente explicado por una disminución en los otros ingresos de explotación por USD 54 millones, que se explican fundamentalmente por (i) disminución en los ingresos construcción por IFRIC 12 por USD 43 millones y (ii) menores otros ingresos de explotación por USD 11 millones, debido a la devaluación de un 7,6% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Lo anterior fue parcialmente compensando por

- Aumento de USD 54 millones de los ingresos por ventas de energía, atribuible principalmente a los siguientes efectos: **(i)** aumento de USD 109 millones debido al efecto de mayores ingresos por recuperación de tarifa; **(ii)** aumento de USD 8 millones por mayores ingresos de medición de energía de medidores. Lo anterior compensado con **(i)** menores ingresos por impuestos recibidos por pesquisas y desarrollos y eficiencia energética por USD 24 millones y **(ii)** disminución de USD 39 millones debido a la devaluación de un 7,6% del real brasileño en relación con el dólar americano.
- Aumento en otras prestaciones de servicios de USD 18 millones principalmente por aumento (i) de ingresos por peajes por USD 21 millones, (ii) mayores ingresos de apoyos mutuos de USD 3 millones compensados en USD 5 millones por los efectos de conversión por la devaluación de un 7,6% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación** en Enel Distribución Río disminuyeron en USD 12 millones, o 2,2% en 2018, que se explican principalmente por un aumento de USD 10 millones en las compras de energía atribuible a: **(i)** aumento por USD 35 millones por mayores precios de tarifas industriales reguladas y **(ii)** disminución de USD 25 millones debido a los efectos de conversión por la devaluación de un 7,6% del real brasileño respecto del dólar americano.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2018



Los **gastos de transporte de energía se incrementaron** en USD 34 millones, por mayor contratación de energía térmica.

Los **otros aprovisionamientos variables disminuyeron** por USD 55 millones, correspondientes a **(i)** USD 45 millones de menores costos construcción por IFRIC 12 y disminución **(ii)** de USD 10 millones por conversión, producto de la devaluación de un 7,6% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **gastos de personal en Enel Distribución Río aumentaron** en USD 2 Millones que se explica principalmente por aumento de indemnizaciones a los empleados.

Los **otros gastos por naturaleza en Enel Distribución Río** se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.6 p.p. llegando a 20,8 % a junio de 2018. El número de clientes en Enel Distribución Río es de 2,983 millones a junio de 2018, lo que representó una disminución en 5 mil clientes comparados a igual período del año anterior.

Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce): (Menor EBITDA de USD 38 millones principalmente por mayores costos de transporte y mayores compras de energía.)

Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Ceará aumentaron** en USD 22 millones, o un 3,2 % en 2018, principalmente en **ventas de energía** por USD 7 millones debido a **(i)** aumento de USD 26 millones por recuperación de tarifa, **(ii)** mayores ingresos por subsidios baja renta por USD 6 millones, **(iii)** aumento en venta de energía de 87 KWh equivalente a USD 9 millones y **(iv)** aumento en el reconocimiento de bandera tarifaria por USD 9 millones. Lo anterior parcialmente compensado con disminuciones en ingresos por medición de energía de medidores por USD 6 millones y por disminución de USD 37 millones debido a la devaluación de un 7,6% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Las otras **prestaciones de servicios aumentaron** en USD 3 millones principalmente por ingresos de apoyos mutuos.

Los **otros ingresos de explotación aumentaron** en USD 12 millones fundamentalmente explicado por los efectos de los ingresos de construcción por contratos de concesión IFRIC 12 por USD 19 millones compensado por conversión producto de la devaluación de un 7,6% del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 7 millones.



Los **costos de explotación en Enel Distribución Ceará aumentaron** en USD 51 millones, o 11,4% en 2018, que se explican principalmente por **(i)** aumento en los costos de transporte por peajes por USD 32 millones, **(ii)** aumento en los costos de construcción IFRIC12 por USD 22 millones y **(iii)** mayores compras de energía por USD 31 millones, debido a mayor demanda y mayores precios por tarifas industriales reguladas y **(iv)** menores costos por USD 34 millones, producto de la devaluación de un 7,6% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **gastos de personal en Enel Distribución Ceará aumentaron** USD 2 millones por indemnizaciones al personal

Los **otros gastos por naturaleza en Enel Distribución Ceará aumentaron** en USD 7 millones, o 11,5% en 2018, principalmente atribuibles a un aumento de USD 11 millones por mayores costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes, litigios civiles compensado con USD 4 millones producto de la devaluación de un 7,6% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.9 p.p. llegando a un 14% al 30 de junio 2018. El número de clientes en Enel Distribución Ceará es de 3,976 millones a junio de 2018, lo que representó un aumento de 23 mil nuevos clientes comparados a igual período del año anterior.

Enel Distribución Goiás. (ex. CELG): (Mayor EBITDA de USD 73 millones principalmente por mayores ventas físicas y menores costos de personal)

Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Goiás aumentaron** en USD 120 millones y su composición corresponde a **(i)** mayores ventas de energía por USD 127 millones, equivalentes a 1.071 GWh de ventas físicas, **(ii)** incremento de las otras ventas por USD 1 millón, **(iii)** más ingresos por USD 2 millones de las otras prestaciones de servicios principalmente servicios de peajes y **(iv)** menores otros ingresos de explotación por USD 10 millones, de los cuales USD 5 millones se explican fundamentalmente por ingresos por construcción relacionados a IFRIC12, la diferencia corresponde a la devaluación de un 7,6% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación en Enel Distribución Goiás aumentaron** en USD 108 millones, explicándose de la siguiente forma **(i)** mayores compras de energía por USD 60 millones para cubrir mayor demanda, **(ii)** incremento en gastos de transporte por USD 61 millones y **(iii)** menores otros aprovisionamientos variables y servicios por USD 13 millones, que corresponden principalmente a costos de construcción por aplicación de IFRIC 12 por USD 5 millones y menores costos por sanciones regulatorias.

Los **gastos de personal en Enel Distribución Goiás disminuyeron** en USD 59 millones, y se explican fundamentalmente por una provisión por plan de retiro voluntario por USD 58 millones reconocida en febrero 2017.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2018



Los **otros gastos por naturaleza en Enel Distribución Goiás disminuyeron** en USD 2 millones, principalmente por menores costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.6 p.p. llegando a un 12,5% a junio de 2018. El número de clientes de Enel Distribución Goiás es de 2,972 millones a junio de 2018, lo que representó un aumento de 107 mil nuevos clientes respecto de junio de 2017.

Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de Sao Paulo S.A. (Eletropaulo): EBITDA por USD 18 millones principalmente por mayores ventas físicas)

Los **ingresos de explotación en Eletropaulo fueron** de USD 374 millones y su composición corresponde a **(i)** ventas de energía por USD 316 millones, equivalentes a 3.418 GWh de ventas físicas, **(ii)** otras prestaciones de servicios por USD 24 millones que corresponden a ingresos por servicios de peaje y **(iii)** otros ingresos de explotación en USD 34 millones, de los cuales USD 31 millones se explican fundamentalmente por ingresos por construcción relacionados a IFRIC12.

Los **costos de explotación en Eletropaulo fueron** de USD 310 millones, explicándose de la siguiente forma **(i)** mayores compras de energía por USD 237 millones para cubrir mayor demanda, **(ii)** incremento en gastos de transporte por USD 40 millones y **(iii)** aumento en otros aprovisionamientos variables y servicios por USD 33 millones, que corresponden principalmente a costos de construcción por aplicación de IFRIC 12 por USD 31 millones.

Los **gastos de personal en Eletropaulo** corresponden a USD 24 millones, y se explican fundamentalmente por sueldos y seguridad social de trabajadores.

Los **otros gastos por naturaleza en Eletropaulo** corresponden a USD 22 millones, principalmente por mayores costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios.

Las pérdidas de energía ascienden a 7,9% a junio de 2018. El número de clientes de Eletropaulo es de 7,166 millones a junio de 2018.



Colombia

El **EBITDA** de nuestra filial Codensa en Colombia alcanzó los USD 254 millones en 2018, lo que representa una disminución de USD 6 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, que explican esta disminución en los resultados a junio de 2018 comparado con igual período del año 2017, se describen a continuación:

Codensa S.A.: (Menor EBITDA por USD 6 millones *principalmente por mayores compras de energía y mayores gastos de mantenimiento*)

Los **ingresos de explotación en Codensa aumentan** en USD 91 millones, o un 11,9% en 2018, debido a **(i)** un aumento de USD 3 millones por mayor venta físicas (97 GWh), **(ii)** un aumento por USD 58 millones principalmente atribuible a un mayores tarifas por efecto de la inflación, **(iii)** un aumento de USD 8 millones debido principalmente a alquiler de postes y ductos y comisiones de cobranza y **(iv)** un aumento por USD 22 millones como consecuencia de los efectos de conversión producto de la apreciación de un 2,5% del peso colombiano en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación en Codensa aumentan** en USD 87 millones o 20,6% en 2018 y se explican principalmente por: **(i)** aumento de USD 73 millones por mayor compra de energía con respecto al año anterior en (253 GWh), **(ii)** aumento de USD 7 millones en los gastos de transporte y **(iii)** disminución de USD 4 millones en los costos por otros aprovisionamientos variables y servicios como consecuencia de menores costos asociados a nuevos negocios. Adicionalmente, se experimentó un aumento por USD 11 millones producto de los efectos de conversión debido a la apreciación de un 2,5% del peso colombiano en relación con el dólar americano.

Los **gastos de personal en Codensa aumentan** en USD 1 millón, como consecuencia de un aumento de USD 4 millones por un incremento en los sueldos y salarios, compensado por USD 3 millón por mayor activación de costos mano de obra en proyectos en construcción.

Los **otros gastos por naturaleza en Codensa aumentan** en USD 8 millones, o 15,2% en 2018, principalmente debido a un aumento de USD 11 millones en los costos servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes. Lo anterior parcialmente compensado con una disminución de USD 3 millones por menores impuesto a la riqueza respecto al año mismo periodo del año anterior.

Las pérdidas de energía en línea con el año anterior llegando a 7,9% a junio 2018. El número de clientes en Codensa es de 3,388 millones a junio de 2018, lo que representó un aumento de 95 mil nuevos clientes comparados a igual período del año anterior.

Perú

El **EBITDA** de nuestra filial Enel Distribución Perú S.A. alcanzó los USD 113 millones en 2018 menor en USD 1 millón respecto del mismo periodo del año anterior

Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor): (menor EBITDA de USD 1 millón)

Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Perú aumentaron** en USD 15 millones por mayores ventas de energía, que se explican por USD 21 millones relacionados a un incremento en la tarifa compensado por una disminución en las ventas físicas a 18 GWh, equivalentes a USD 3 millones, menores otras prestaciones de servicios por USD 7 millones principalmente movimiento de redes. Lo anterior parcialmente compensado con aumento de USD 4 millones debido a los efectos de la apreciación de un 0,9% del nuevo sol peruano en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación en Enel Distribución Perú aumentaron** en USD 12 millones, que se explican principalmente por un aumento de USD 13 millones por compras de energía debido a un mayor precio medio de compra compensado con USD 3 millones con menores otros costos variables correspondientes a contratistas por conexiones de líneas y por USD 2 millones debido a los efectos de la apreciación de un 0,9% del nuevo sol peruano en relación con el dólar americano.

Los **gastos de personal en Enel Distribución Perú disminuyen** en USD 2 millones principalmente por menores salarios.

Los **otros gastos por naturaleza en Enel Distribución Perú aumentaron** en USD 6 millones por incremento servicios de terceros.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.1 p.p. alcanzando un 8.2% a junio de 2018. El número de clientes en Enel Distribución Perú es de 1,409 millones en el año 2018, lo que representó un aumento de 24 mil nuevos clientes comparados con igual período del año anterior.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2018



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 por los períodos terminados al 30 de junio de 2018 y 2017.

Segmento	30 de junio de 2018			30 de junio 2017		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
(Cifras en millones de USD)						
Generación y Transmisión:						
Argentina	109	(22)	87	62	(29)	33
Brasil	176	(18)	158	168	(19)	149
Colombia	368	(38)	330	335	(36)	299
Perú	165	(31)	134	151	(45)	106
Total Segmento de Generación y Transmisión	819	(109)	710	716	(129)	587
Distribución:						
Argentina	144	(35)	109	44	(27)	17
Brasil	364	(166)	198	283	(165)	118
Colombia	254	(64)	190	260	(53)	207
Perú	113	(29)	84	114	(27)	87
Total Segmento de Distribución	875	(294)	581	701	(272)	429
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(42)		(42)	(32)		(32)
Total Consolidados Enel Américas	1.652	(403)	1.249	1.385	(401)	984

Depreciación, Amortización, Deterioro

La depreciación, amortización y deterioro ascendieron a USD 403 millones en el año 2018, aumentando en USD 2 millones con respecto a igual período del año 2017.

La **depreciación y amortización** fue de USD 340 millones en el año 2018, lo que representa un aumento de USD 29 millones con respecto a igual período del año 2017, por mayor nivel de inversión capitalizado y en operación en subestaciones, líneas y redes. Lo anterior se explica principalmente por: **(i)** un aumento en el **Grupo Enel Brasil** por USD 25 millones: **Enel Distribución Goiás S.A.** por USD 8 millones, **Enel Distribución Río** por USD 2 millones, **Enel Distribución Ceará** por USD 2 millones y **Eletropaulo** por USD 13 millones; **(ii)** un aumento **Codensa** por USD 9 millones, **(iii)** **Enel Distribución Perú** por USD 2 millones. Todo lo anterior parcialmente compensado con menores efectos de depreciación en **Grupo Generación Argentina** por USD 7 millones principalmente debido a la devaluación de un 36,9% del peso argentino en relación con el dólar americano.

Por su parte las pérdidas por **deterioro** ascendieron a USD 63 millones en el año 2018, lo que representa una disminución neta en el gasto de incobrabilidad de USD 27 millones con respecto a igual período del año 2017. Se explica principalmente por: **(i)** disminución de USD 13 millones **Enel Distribución Río**; **(ii)** disminución de USD 6 millones en **Enel Distribución Goiás**, **(iii)** disminución de 8 Millones en **Enel Distribución Ceará** y **(iv)** disminución de USD 14 millones en **Enel Generación Perú** por deterioro Central Callahuanca por USD 10 millones monto registrado en 2017 debido a emergencia climática ocurrida en Perú y USD 4 millones recuperación de cobranza cliente Cajamarquilla. Lo anterior compensado con mayores pérdidas por incobrabilidad reconocidas de **Edesur** por USD 10 millones y **Eletropaulo** por USD 4 millones por ingreso al perímetro e consolidación en el mes de junio de 2018.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2018



El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales de las actividades continuadas por los períodos terminados al 30 de junio de 2018 y 2017:

RESULTADOS NO OPERACIONALES ACTIVIDADES CONTINUADAS	Por los períodos terminados el 30 de junio de			Variación %
	2018	2017	Variación	
	(cifras en millones de USD)			
Ingresos Financieros:				
Argentina	48	33	15	45,5
Brasil	102	64	38	59,4
Colombia	11	11	-	-
Perú	4	5	(1)	(20,0)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(2)	1	(3)	(252,1)
Total Ingresos Financieros	163	114	49	43,0
Gastos Financieros:				
Argentina	(125)	(133)	8	6,0
Brasil	(255)	(191)	(64)	(33,5)
Colombia	(93)	(95)	2	2,1
Perú	(15)	(23)	8	34,8
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(9)	(5)	(4)	(80,0)
Total Gastos Financieros	(497)	(447)	(50)	(11,2)
Diferencias de cambio:				
Argentina	98	9	89	n/a
Brasil	23	(26)	49	(188,5)
Colombia	-	-	-	n/a
Perú	1	(2)	3	(150,0)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(5)	10	(16)	150,0
Total Diferencias de Cambio	117	(9)	126	n/a
Total Unidades Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-
Total Resultado Financiero Enel Américas	(217)	(342)	125	36,6
	Por los períodos terminados el 30 de junio de			Variación
	2018	2017	Variación	
Otras ganancias (pérdidas):				
Argentina	-	-	-	-
Brasil	-	-	-	-
Colombia	-	-	-	-
Perú	1	1	-	-
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	-	-	-
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	1	1	-	-
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:				
Argentina	1	3	(2)	100,0
Brasil	-	-	-	-
Colombia	-	-	-	-
Perú	-	-	-	-
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	1	(1)	-
Total Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación	1	4	(3)	75,0
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	2	5	(3)	60,0
Resultado Antes de Impuesto	1.034	647	387	59,8
Impuesto sobre sociedades:				
Enel Américas (entidad holding)	(12)	(14)	2	(14,3)
Argentina	(70)	(2)	(68)	n/a
Brasil	(66)	(33)	(33)	(100,0)
Colombia	(159)	(171)	12	7,0
Perú	(67)	(53)	(14)	(26,2)
Total Impuesto sobre Sociedades	(374)	(273)	(101)	(37,0)
Resultado después de impuestos de las actividades continuadas	660	374	286	76,5
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Después de Impuesto	-	-	-	-
Resultado del Período	660	374	286	76,5
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	403	206	197	95,6
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	257	168	89	53,0

Resultado Financiero

El **resultado financiero** ascendió a una pérdida de USD 217 millones a junio de 2018, lo que representa una mejora del resultado financiero en USD 125 millones con respecto a la pérdida de USD 342 millones registrada a igual período del año 2017. Lo anterior está principalmente explicado por:

(a) Mayores ingresos financieros por USD 49 millones a junio de 2018, principalmente atribuibles a: **(i)** incremento por USD 4 millones en **Edesur** debido a un mayor reconocimiento de ingresos financieros por intereses de moras; **(ii)** incremento USD 20 millones en **Enel Distribución Río**, de los cuales USD 18 millones están relacionados a reconocimiento ingresos financieros por IFRIC 12 y USD 2 millones por actualizaciones financieras de activos regulatorios; **(iii)** aumento de USD 9 millones en **Enel Distribución Ceará**, de los cuales USD 7 millones están relacionados a reconocimiento ingresos financieros por IFRIC 12 y USD 2 millones por actualizaciones financieras de activos regulatorios y **(v)** incremento de USD 15 millones por la incorporación al perímetro de consolidación de **Eletropaulo** que corresponden principalmente a reconocimiento ingresos financieros por IFRIC 12 por USD 10 millones, USD 2 millones por intereses ganados por depósitos y USD 3 millones por intereses de cuentas comerciales por cobrar.

(b) Mayores gastos financieros por USD 50 millones principalmente atribuibles a: **(i)** mayores gastos financieros por USD 26 millones debido a la incorporación al perímetro de consolidación de **Eletropaulo** corresponde principalmente a su deuda financiera por USD 12 millones, actualización financiera provisiones civiles por USD 4 millones y actualización Provisiones Post Empleo por USD 9 millones, **(ii)** mayores gastos financieros por USD 20 millones en **Enel Sudeste** por su deuda financiera para la adquisición de Eletropaulo, **(iii)** mayores gastos financieros por Enel Brasil de USD 6 millones relacionados con la deuda por compra de Eletropaulo **(iv)** mayores gastos financieros por USD 34 millones en **Enel Distribución Goiás** por deuda financiera, **(v)** mayores gastos financieros por USD 9 millones en **Enel Green Power Volta Grande** por su deuda financiera y **(vi)** mayores gastos financieros de USD 9 millones en **Enel Generación Costanera S.A.** principalmente por Deuda con Mitsubishi por USD 10 millones y USD 3 millones por deuda con Cammesa como consecuencia principalmente de la devaluación de un 36,9% del peso argentino respecto del dólar americano y Enel Generación El Chocón S.A. por USD 5 millones de mayores gastos financieros debido principalmente por actualización de deudas impositivas.

Todo lo anterior parcialmente compensado con **(i)** menores gastos financieros en **Edesur** por USD 20 millones, explicados fundamentalmente por los efectos de la devaluación de un 36,9% del peso argentino respecto del dólar americano por USD 29 millones compensado con los mayores gastos financieros de intereses relacionados a los mutuos CAMMESA por USD 9 millones, **(ii)** disminución de USD 34 millones en **Enel Distribución Río** que se explica por disminución de actualización financiera de provisiones por contingencias civiles por USD 14 millones, disminución de recargo financiero FIDIC por USD 5 millones, disminución de efectos financieros de activos y pasivos regulatorios por USD 5 millones y disminución de intereses de deuda por bonos por USD 10 millones.

(c) Mejores resultados por diferencias de cambio por USD 126 millones debido principalmente a: **(i)** diferencia de cambio positiva de USD 156 millones relativo a las cuentas a cobrar en moneda extranjera por crédito VOSA en Argentina por las filiales **Enel Generación El Chocón S.A.** registro de USD 101 millones, **Central Dock Sud** por USD 33 millones y **Enel generación Costanera S.A.** por USD 22 millones. Lo anterior parcialmente compensado con diferencias de cambio negativas por USD 35 millones por deuda en moneda extranjera con Mitsubishi de nuestra filial **Enel Generación Costanera S.A.**

Impuesto sobre Sociedades

El **Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades** aumentó su pérdida en **USD 101 millones, o un 37% en 2018**, que se explica principalmente por **(i)** mayor gasto de USD 36 millones en **Enel Distribución Río** por mejores resultados financieros respecto de igual periodo anterior, **(ii)** mayor gasto de USD 11 millones por incorporación al perímetro de consolidación en Noviembre de 2017 de **EGP Volta Grande** **(iii)** mayor gasto por USD 13 millones en **Enel Distribución Goiás** principalmente por menor registro de impuestos diferidos de perdidas tributarias respecto del mismo periodo del año anterior **(iv)** mayor gasto en **Enel Generación el Chocón** por USD 41 millones principalmente debido a la mejora de resultados respecto del año anterior entre ellos los efectos positivos del tipo de cambio para las cuentas a cobrar en dólares, **(v)** mayor gasto en **Central Dock Sud** USD 15 millones producto de mejores resultados respecto del periodo anterior entre ellos los efectos positivos del tipo de cambio para las cuentas a cobrar en dólares. Todo lo anterior parcialmente compensado en **Enel Brasil** por un menor gasto de USD 18 millones correspondiente a menores resultados tributarios respecto del mismo periodo del año anterior.

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos (millones de US\$)	jun-18	dic-17	Variación	% Variación
Activos Corrientes	6.855	4.545	2.310	50,8%
Activos No Corrientes	19.365	15.624	3.741	23,9%
Total Activos	26.220	20.169	6.051	30,0%

El total de activos de la Enel Américas al 30 de junio de 2018 aumentó en USD 6.051 millones comparado con el total de activos al 30 de junio de 2017, principalmente como consecuencia de:

- Los **Activos Corrientes** presentan un aumento de USD 2.310 millones, equivalente a un 50,8%, principalmente atribuible a:
 - Aumento del **Efectivo y efectivo equivalente** por USD 903 millones, compuesto principalmente por **(i)** Aumento de USD 669 millones en **Enel Sudeste S.A.** filial 100% de Enel Brasil cuya caja ha sido asignada para las compras de participaciones adicionales por OPA lanzada por Eletropaulo y **(ii)** Aumento de caja por USD 363 millones por incorporación al Perímetro de Consolidación a contar de junio de 2018 de la sociedad adquirida **Eletropaulo**.

Lo anterior es compensado por: **(i)** disminución en **Emgesa** de USD 94 millones Principalmente por pago de dividendos, pago de impuestos, pago de deuda neto de recaudación de operación y **(ii)** disminución en **Edesur** de USD 34 millones que corresponde principalmente a la devaluación del peso argentino respecto del dólar americano.

- Aumento de **Otros activos financieros Corrientes** por USD 45 millones, compuestos principalmente por **(i)** aumento de USD 56 millones en **Grupo Enel Brasil**, que se explica por incremento de depósitos mayores a 90 días en **Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Goiás**, **(ii)** aumento de USD 8 millones en **Enel Américas** por derivado financiero y **(iii)** aumento en **Codensa** de USD 8 millones mayores depósitos mayores a 90 días, compensado con disminución en **Emgesa** por USD 25 millones por rescate de depósitos para pago de obligaciones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2018



- Aumento de **Otros activos no financieros Corrientes** por USD 85 millones, compuestos principalmente por **(i)** aumento de USD 24 millones en **Enel Perú** por reclamaciones de multas de impuestos e intereses y **(ii)** aumento en **Grupo Enel Brasil** por USD 64 millones, que corresponde a incrementos de pólizas de responsabilidad civil y otras cuentas a cobrar principalmente en **Eletropaulo** por USD 93 millones compensado con disminuciones en **Enel Distribución Goiás** por USD 18 millones, en **Enel Distribución Ceará** por USD 7 millones y en **Enel Distribución Río** por USD 4 millones. Las disminuciones corresponden principalmente a los efectos producto de la devaluación del real brasileño en relación con el dólar americano.
- Aumento de **Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes** por USD 1.177 millones, que corresponde principalmente a aumento en **(i) Grupo Enel Brasil S.A.** por USD 1.172 millones, que se explica principalmente **Eletropaulo** sociedad adquirida e ingresada a nuestro perímetro de consolidación en junio de 2018 por USD 1.098 millones que corresponden a cuentas comerciales por cobrar por USD 532 millones, Activos Regulatorios por cobrar por USD 508 millones, Subsidios Baja Renta por cobrar por USD 19 millones y otros por USD 39 millones.
- Aumento de **inventario** por USD 98 millones, que corresponde principalmente a: **(i)** aumento en **Grupo Enel Brasil S.A.** por USD 86 millones que se explica al reconocimiento de inventario desde intangible en **Enel Distribución Ceará** por USD 12 millones y por **Eletropaulo** por USD 77 millones sociedad adquirida e ingresada a nuestro perímetro de consolidación en junio de 2018 **(ii)** aumento en **Codensa** por USD 7 millones, correspondiente a compra de materiales para mantenciones y **(iii)** aumento en **Emgesa** por USD 4 millones, por compra de combustibles líquidos y carbón.

- Aumento de los **Activos No Corrientes** por USD 3.741 millones, equivalente a un 23,9%, principalmente por:
- Aumento de **Otros activos financieros no corrientes** por USD 844 millones, debido principalmente a aumento de cuentas a cobrar por aplicación de IFRIC12 en las distribuidora brasileña **Eletropaulo** por USD 853 millones, sociedad adquirida e incorporada al perímetro de consolidación en junio de 2018.
 - Aumento de **Otros activos no financieros no corrientes** por USD 188 millones, principalmente por **Enel Distribución Goiás** por depósitos judiciales por USD 55 millones, aumento por **Eletropaulo (sociedad adquirida en junio 2018)** por USD 145 millones debido principalmente a depósitos vinculados judiciales
 - Aumento de **Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes** por USD 191 millones, principalmente por un **(i)** aumento en el **Grupo Enel Brasil** de USD 173 millones, que se explican por aumento de USD 199 millones por **Eletropaulo** (sociedad adquirida en junio 2018) principalmente por Activos Regulatorios a cobrar, aumento de USD 15 millones en **Enel Distribución Ceará** por actualización financiera y otros compensado con traspasos al corto plazo de activos regulatorios en **Enel Distribución Goiás**, y **Enel Distribución Río** por USD 31 millones, y USD 6 millones, respectivamente, por **(ii)** aumento cuentas por cobrar a VOSA en **Enel Generación El Chocón y Central Dock Sud** por USD 8 millones y USD 7 millones, respectivamente.
 - Disminución de **Propiedades, plantas y equipos** por USD 242 millones compuesto principalmente por un **(i)** aumento de USD 302 millones por nuevas inversiones, **(ii)** adquisición por Eletropaulo USD 19 millones y **(iii)** otros movimientos por USD 30 millones. Lo anterior parcialmente compensado por disminución por USD 386 millones en los efectos de conversión a dólar americano desde las distintas monedas funcionales de las sociedades filiales, por USD 204 millones, por la depreciación del período y retiros por USD 3 millones.
 - Aumento de **Activos Intangibles distintos de la Plusvalía** por USD 803 millones compuesto principalmente por un **(i)** aumento de USD 350 millones por nuevas inversiones y por **(ii)** adquisición de Eletropaulo por USD 1.422 millones. Lo anterior parcialmente compensado por **(i)** disminución por USD 661 millones en los efectos de conversión a dólar americano desde las distintas monedas funcionales de las sociedades filiales y asociadas, **(ii)** USD 145 millones por la depreciación del período, **(iii)** retiros de activos por USD 4 millones y **(iv)** otros movimientos por USD 159 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2018



- Aumento de la **Plusvalía** por USD 1.442 millones, principalmente por los menores efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades en los países en que operamos por USD 70 millones y aumento por la Plusvalía de la compra de **Eletropaulo** por USD 1.512 millones. Para esto último y dado que la adquisición de **Eletropaulo** 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 Activos por Impuestos Diferidos por USD 506 millones, principalmente por **Eletropaulo** sociedad adquirida en junio de 2018 por USD 538 millones que corresponden principalmente a impuestos sobre provisiones de contingencias civiles e intangibles.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2018



Pasivos y Patrimonio (millones de US\$)	jun-18	dic-17	Variación	% Variación
Pasivo Corriente	8.265	4.934	3.331	67,5%
Pasivo No Corriente	10.106	6.956	3.150	45,3%
Patrimonio Total	7.849	8.279	(430)	(5,2%)
Atribuible a los propietarios de la controladora	6.106	6.481	(375)	(5,8%)
Participaciones no controladoras	1.743	1.798	(55)	(3,1%)
Total patrimonio y Pasivos	26.220	20.169	6.051	30,0%

El total de **pasivos y patrimonio de Enel Américas**, al 30 de junio de 2018 aumentan en USD 6.051 millones comparado con el total de pasivos y patrimonio al 30 junio de 2017, principalmente como consecuencia de:

- Los **Pasivos Corrientes** aumentaron en USD 3.331 millones, explicado principalmente por:
 - Aumento de las **Otros Pasivos Financieros corrientes** por USD 2.277 millones, lo cual se explica fundamentalmente por (i) aumento por USD 148 millones en **Codensa**, principalmente por traspasos desde el largo plazo de bonos y préstamos bancario, (ii) aumento de USD 1.041 millones en **Enel Brasil** principalmente utilizados para la adquisición de **Eletropaulo** (iii) aumento de USD 557 millones en **Eletropaulo** sociedad adquirida e ingresada a nuestro perímetro de consolidación en junio de 2018, principalmente deuda bancaria por USD 129 millones y deuda por Bonos por USD 420 millones (iv) aumento de USD 18 millones en **Enel Distribución Ceará** por traspasos de préstamos desde el largo plazo, (v) aumento de USD 61 millones en **Enel Distribución Río**, por traspasos de préstamos y bonos desde el largo plazo, neto del pago de préstamos, (vi) aumento de USD 28 millones en **Enel Distribución Goiás**, por obtención de préstamos bancarios, (vii) aumento por USD 35 millones en **Emgesa** por traspasos desde el largo plazo de bonos, neto de pagos y (viii) aumento por USD 371 millones en **Enel Américas**, correspondiente a utilización de líneas de créditos de revolving comprometidas por USD 350 millones y traspaso desde largo plazo Bono local B-2 por USD 21 millones.
 - Aumento de las **Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes** por USD 1.120 millones, lo cual se explica fundamentalmente por un aumento de (i) USD 1.107 millones en el **Grupo Enel Brasil**, principalmente por aumento en **Eletropaulo** (sociedad adquirida en junio de 2018) por USD 1.177 millones principalmente por Proveedores de compras de energía por USD 429 millones, IVA Débito Fiscal por USD 65 millones, cuentas por pagar de bienes y servicios por USD 104 millones, cuentas por pagar al personal por USD 38 millones, cuentas por pagar por Pasivos Sectoriales USD 419 millones, por Pesquisa y Desarrollo por USD 70 millones, por Impuesto Pis y Cofins por USD 14 millones y otras cuentas a pagar por USD 38 millones, aumento en **Enel Distribución**



Ceará por USD 22 millones correspondiente a pasivos regulatorios neto de pagos a proveedores, aumento en **Enel Sudeste** por USD 436 millones por cuentas por pagar a accionistas por OPA en la adquisición de Eletropaulo por OPA parcialmente compensado con disminución en **Enel Distribución Goiás** por USD 169 millones debido a menores cuentas por pagar a proveedores por compra de energía, pago de impuestos IVA y disminución de pasivos regulatorios. Todo lo anterior parcialmente compensado con disminuciones en **(i) Edesur** por USD 153 millones principalmente por la devaluación del peso argentino respecto del dólar americano por USD 265 millones compensado con aumento deudas y multas por pagar a CAMMESA por USD 112 millones, **(ii)** disminución de USD 31 millones **Enel Generación Perú** por menores cuentas por pagar a proveedores y personal, **(iii)** disminución por USD 28 millones **Enel Distribución Perú** principalmente por menores cuentas por pagar contratistas **(iv)** disminución por USD 104 millones en **Enel Américas** por pago dividendo a terceros, **(v)** disminución de USD 49 millones **Enel Central Costanera** menor provisión de mantenimiento de ciclo turbo vapor con Siemens por USD 11 millones, menor por pago cuota mutuo Cammesa por USD 4 millones y USD 34 millones producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar americano.

- Disminución de **Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes** por USD 98 millones principalmente por pago de dividendos a nuestra matriz Enel Spa.
- Aumento **Otras provisiones corrientes** por USD 98 millones principalmente por **(i)** aumento en **Eletropaulo** (sociedad adquirida en junio 2018) por USD 129 millones que incluye provisiones por reclamaciones legales por USD 110 millones y USD 19 millones de otras provisiones, **(ii)** disminución de USD 10 millones en **Enel Distribución Ceará** principalmente por pagos de infracciones y **(iii)** disminución por USD 20 millones en **Edesur** principalmente por aumento de provisión calidad de servicio, comercial, vía pública por USD 19 millones y actualización financiera de multas por USD 17 millones compensado con USD 56 millones producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar americano.
- Disminución de **Pasivos por impuestos Corrientes** por USD 83 millones, principalmente explicados por pago provisión de impuesto a la renta en **Codensa y Emgesa**, por USD 30 millones y USD 49 millones, respectivamente.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2018



- Los **Pasivos No Corrientes** aumentan en USD 3.150 millones, equivalente a un 45,3%, de variación explicado principalmente por:
- Aumento de los **otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados)** por USD 1.874 millones, principalmente explicado por (i) aumento de deuda en **Enel Sudeste** por US\$ 1.365 millones por la compra de participación de Eletropaulo, (ii) aumento de USD 630 millones en **Eletropaulo** sociedad adquirida e ingresada a nuestro perímetro de consolidación en junio de 2018 principalmente por préstamos bancarios por USD 134 millones y USD 496 millones deuda con Bonos y (iii) aumento en **Enel Distribución Goiás** por USD 82 millones por obtención de nuevos préstamos neto de los traspasos la largo plazo. Lo anterior parcialmente compensado por (i) una disminución por USD 25 millones en **Codensa** y de USD 126 millones en **Emgesa** por traspasos al corto plazo de obligaciones por bonos netos de nuevas emisiones y por (ii) una disminución de USD 21 millones en Enel Américas por traspaso al corto plazo del Bono local B-2.
 - Aumento de **Otras provisiones no corrientes** por USD 425 millones, que se explica principalmente por (i) aumento de USD 421 millones en **Eletropaulo** sociedad adquirida e ingresada a nuestro perímetro de consolidación en junio de 2018 principalmente por provisiones por reclamaciones legales por USD 374 millones y provisiones por contingencias fiscales por USD 47 millones.
 - Aumento de **Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes** por USD 905 millones, que se explica principalmente por aumento de USD 956 millones en **Eletropaulo** sociedad adquirida e ingresada a nuestro perímetro de consolidación en junio de 2018 principalmente por Beneficios post Empleo.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2018



- El **Patrimonio Total** disminuyó en USD 430 millones, se explica por:
- El **patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora** disminuyó en USD 375 millones principalmente por **(i)** un aumento de USD 638 millones en **otras reservas negativas** que se explica por un aumento de **reservas de diferencia de cambio por conversión** de USD 640 millones, compensado por una disminución de la reserva de cobertura flujo de caja por USD 2 millones, **(ii)** Disminución por Dividendos Pagados por USD 141 y por **(iii)** aumento utilidad del período a junio de 2018 por USD 403 millones.
- Las **participaciones no controladoras** disminuyeron en USD 55 millones explicado principalmente por **(i)** una disminución de USD 217 millones por el pago de dividendos y **(ii)** disminución de USD 95 millones en los resultados integrales. Estos efectos fueron compensados parcialmente por los resultados del periodo por USD 257 millones.

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

Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,83	0,92	(0,09)	(10,0%)
	Razón Ácida (1)	Veces	0,79	0,87	(0,08)	(9,6%)
	Capital de Trabajo	MMUSD	-1.410	(389)	(1.021)	262,5%
Endeudamiento	Razón de endeudamiento	Veces	2,34	1,44	0,9	63,0%
	Deuda Corto Plazo	%	45,0%	41,5%	3,5	8,4%
	Deuda Largo Plazo	%	55,0%	58,5%	(3,5)	(6,0%)
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	4,35	3,04	1,31	43,0%
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	21,0%	20,1%	0,9	4,5%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)	%	14,5%	6,4%	8,1	126,7%
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)	%	5,2%	4,1%	1,1	26,3%

(1) Activo corriente neto de inventarios

(2) Se utilizó EBITDA dividido por costos financieros

-La **liquidez corriente al 30 de junio de 2018** alcanzó 0,83 veces, presentando una disminución de 10,0% con respecto al 31 de diciembre de 2017, explicado principalmente por el aumento de los pasivos corrientes debido al aumento de la deuda para adquirir Eletropaulo y la incorporación misma de Eletropaulo con su deuda al perímetro de consolidación a contar de junio de 2018.

-La **razón ácida al 30 de junio de 2018** alcanzó 0,79 veces, presentando una disminución de 9,6% con respecto al 31 de diciembre de 2017, explicado principalmente por el aumento de los pasivos corrientes debido al aumento de la deuda para adquirir Eletropaulo y la incorporación misma de Eletropaulo con su deuda al perímetro de consolidación a contar de junio de 2018.

-El **capital de trabajo al 30 de junio de 2018** fue de menos USD 1.410 millones, que refleja una disminución respecto al 31 de diciembre de 2017, explicado principalmente por el aumento de los pasivos corrientes debido al aumento de la deuda para adquirir Eletropaulo y la incorporación misma de Eletropaulo con su deuda al perímetro de consolidación a contar de junio de 2018.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2018



-La **razón de endeudamiento** se sitúa en **2,34 veces al 30 de junio de 2018**, aumento de un 63% respecto del 31 de diciembre de 2017, explicado principalmente por el aumento de los pasivos corrientes y no corriente debido al aumento de la deuda para adquirir Eletropaulo y la incorporación misma de Eletropaulo con su deuda al perímetro de consolidación a contar de junio de 2018.

-La **cobertura de costos financieros por el período terminado al 30 de junio de 2018** fue de 4,35 veces, lo cual representa un aumento de 43% comparado con el año anterior, debido a menores gastos financieros respecto del mismo período del año anterior y acompañado de un mejor Ebitda.

El índice de rentabilidad medido en términos del **resultado de explotación sobre los ingresos de explotación** aumento un 4,5% con respecto a igual período del año anterior, alcanzando un 21% al 30 de junio de 2018, principalmente por mayor EBIT.

La **rentabilidad del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó un 14,5%, debido a que existió un aumento en el resultado atribuible a los propietarios respecto del mismo período del año anterior.

La **rentabilidad de los activos** fue de un 5,2% al 30 junio de 2018, debido principalmente a un aumento del resultado del ejercicio respecto del mismo período del año anterior.

PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El flujo de efectivo neto alcanzó los USD 1.048 millones a junio de 2018, lo que representa un aumento de USD 2.478 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 2017, se describen a continuación:

Flujos de efectivo netos	30 de junio de		Variación	Variación %
	2018	2017		
	(Millones de USD)			
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación	528	661	(133)	(20,2)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	(1.897)	(1.209)	(688)	56,9
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	2.417	(882)	3.299	(374,2)
Total Flujos de Efectivos Netos	1.048	(1.430)	2.478	(173,3)

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación alcanzaron USD 528 millones a junio de 2018, representando una disminución del 20,2% con respecto a igual período del año anterior. La variación se explica por un aumento neto en las Clases de cobros por actividades de operación, principalmente en (i) mayores cobros procedentes de las ventas y prestación de servicios por USD 1.261 millones; (ii) mayores otros cobros por actividades de operación por USD 53 millones (iii) mayores cobros procedentes de regalías y comisiones por USD 2 millones y (iv) aumento de cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas por USD 16 millones. Estos efectos fueron parcialmente compensados por las Clases de pagos en efectivo procedentes de operación, principalmente en (i) mayores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por USD 1.039 millones, (ii) menores pagos a y por cuenta de los empleados por USD 32 millones, (iii) mayores otros pagos por actividades de operación por USD 383 millones (iv) mayores pagos de impuesto a las ganancias USD 43 millones, (v) mayores otras salidas de efectivo por USD 32 millones.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión fueron salidas por USD 1.897 millones a junio de 2018, que se explican principalmente por; (i) desembolsos por la incorporación de propiedades plantas y equipos por USD 383 millones, (ii) incorporación de activos intangibles, por aplicación de IFRIC 12, por USD 288 millones (iii) Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por USD 3 millones, (iv) inversiones a más de 90 días por USD 170 millones y (v) compra de Eletropaulo por USD 1.250 millones y (vi) otras salidas por USD 8 millones. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por (i) Intereses recibidos por USD 48 millones (ii) el rescate de inversiones a más de 90 días por USD 153 millones y (iii) otras entradas por USD 4 millones.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación fueron entradas por USD 2.417 millones a junio 2018, originados principalmente por (i) pagos de préstamos por USD 364 millones; (ii) pago de dividendos por USD 492 millones a terceros, (iii) pago de intereses por USD 197 millones, (iv) pagos de pasivos por arrendamientos financieros USD 14 millones; y (v) otras salidas de efectivo por USD 12 millones. Todo lo anterior compensado con los flujos procedentes de la obtención de préstamos por USD 3.496 millones que incluye el financiamiento para la adquisición de Eletropaulo por USD 2.406 millones.

A continuación se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los períodos a junio de 2018 y 2017.

Información Propiedad , Planta y Equipos por Entidad
30 de junio de 2018 y 2017
(millones de USD)

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos		Depreciación	
	2018	2017	2018	2017
Enel Generación Chocon S.A.	1	1	2	2
Enel Generación Costanera S.A.	20	16	14	19
Emgesa S.A.E.S.P.	51	69	37	36
Enel Generación Perú S.A.	24	21	26	28
Enel Distribución Goiás (Celg) (*)	101	50	45	37
EGP Cachoeira Dourada S.A.	-	1	4	4
Enel Distribución Fortaleza	4	6	6	5
Enel Cien S.A.	-	1	9	8
Edesur S.A.	62	46	10	11
Enel Distribución Perú S.A.	39	51	26	25
Enel Distribución Rio (Ampla) (*)	74	136	44	42
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	86	88	30	28
Codensa S.A.	162	119	60	52
Central Dock Sud S.A.	14	2	6	8
Enel Generación Piura S.A.	3	5	6	4
Eletropaulo (*)	28		13	
Holding Enel Americas y Sociedades de Inversión	2	2	2	2
Total	671	614	340	311

(*) 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.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2018



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.



POLITICA 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.

20.1 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 bruta:

	30-06-2018	31-12-2017
	%	%
Tasa de interés fijo	34%	46%

20.2 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 contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a USD 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.

20.3 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 minorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados.

Al 30 de Junio de 2018, habían operaciones de contratos de compra de futuros de energía vigentes por 7.2 GWh, para el periodo Oct-Nov 2018. Dichas compras respaldan contratos de venta de energía en el mercado mayorista. Por su parte, se realizaron ventas de futuros de energía por 7.56 GWh para el periodo Jul-Dic 2018, asociadas a cubrir el riesgo de flujo de caja de clientes indexados del Mercado No Regulado. Al 30 de Junio de 2018 se han liquidado en el año 2.64 GWh en los contratos de venta y 5.4 GWh de compra de futuros de energía.

En Mayo de 2018, la junta directiva aprobó el cambio de la razón social de Emgesa, con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación. Al 30 de Junio de 2018, habían operaciones de contratos de venta de futuros de energía por 0.72 GWh para el periodo Oct-Nov 2018, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2017, existen contratos de compra de futuros de energía por 5.4 GWh, para el periodo Ene-Mar 2018. Dichas compras respaldan un contrato de venta de energía en el mercado mayorista Colombiano.

Al 31 de diciembre de 2017 se liquidaron 24.23 GWh de contratos de venta y 77.45 GWh de compra de futuros de energía.

20.4 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 17 y 19).

Al 30 de junio de 2018, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$2.376.191 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 731.399 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2017, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$1.472.763 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 224.766 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

20.5 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 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).

20.6 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, 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.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2018



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 MUSD 686.757

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.

El no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de deudas de Enel Américas o de Subsidiarias Significativas de Enel Américas, cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$150 millones, podría dar lugar al pago anticipado de crédito bancario bajo ley del Estado de Nueva York. Además, este crédito contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Américas, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$ 150 millones, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de esos créditos.

El no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable de cualquier deuda de Enel Américas individual o de alguna subsidiaria significativa (según se define contractualmente) 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, 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 4.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.