ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

RESULTADOS DE AES GENER S.A. AL 30 de SEPTIEMBRE de 2017

1. Resumen del período

Al 30 de septiembre de 2017, AES Gener S.A. (en adelante, AES Gener o la Compañía), registró una utilidad de MUS$113.663, MUS$76.012 inferior a la utilidad de MUS$189.675 registrada al cierre del mismo período del año anterior. En tanto, el EBITDA fue de MUS$562.051, 2% inferior al EBITDA de MUS$571.388 registrado en el período finalizado a septiembre de 2016. La variación del EBITDA está fundamentalmente explicada por el mejor desempeño de las operaciones en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y en Colombia (SIN), compensado con las menores ganancias en el Sistema Interconectado Central (SIC) y Argentina (SADI).
A nivel operacional, la ganancia bruta acumulada al 30 de septiembre de 2017 fue MUS$426.291, lo que representa una variación negativa de 8% comparado con lo registrado al cierre del mismo período del año anterior de MUS$463.020. La variación de la Ganancia Bruta en los distintos mercados en los que AES Gener S.A. opera, entre los períodos terminados al 30 de septiembre de 2017 y 2016, está explicada principalmente de acuerdo al siguiente detalle:

- En el SIC: la variación negativa de la ganancia bruta de MUS$74.803 obedece principalmente a una menor producción de energía eficiente debido, principalmente, al mantenimiento programado de la Unidad 2 del Complejo Ventanas, lo que redujo los márgenes de ventas por contrato, mayores costos por impuestos a las emisiones y menores márgenes asociados a contrato ENAP celebrado por única vez en 2016, compensado parcialmente por mejores márgenes obtenidos en período 2017 en acuerdo de arrendamiento de la central Nueva Renca con ENEL.

- En el SING: el aumento de MUS$31.643 corresponde principalmente al margen generado por la entrada en operación de las dos unidades del proyecto Cochrane en Mejillones. Este efecto positivo fue compensado por menores márgenes en contratos antiguos de Norgener como consecuencia del incremento en los costos de carbón y por los efectos asociados al impuesto a las emisiones vigente desde inicios del corriente año sobre todas nuestras centrales en este mercado.

- En el SIN, la variación fue positiva en MUS$10.586 como consecuencia de mayores ventas físicas por contratos a precios más altos que permitieron compensar las menores ventas netas en el mercado Spot.

- En el SADI: la variación negativa de la ganancia bruta de MUS$1.439 obedece principalmente al incremento en costos de gas natural compensados parcialmente por incrementos de precios en el mercado Spot relacionados con la emisión de la Resolución 19/2017 del Ministerio de Energía y mayores ventas a clientes bajo la modalidad Energía Plus, además de mayores gastos de mantenimiento en relación al período anterior.

Dentro del resultado no operacional, se destacan las variaciones negativas asociadas al mayor "costo financiero" que registra un incremento de MUS$21.601 debido principalmente a la menor capitalización de intereses financieros producto del término de la construcción del proyecto Cochrane y por último la variación negativa en el rubro "otras ganancias (pérdidas)" por MUS$21.367 asociado principalmente a la renuncia voluntaria sobre derechos de agua y la correspondiente baja de los créditos tributarios asociados, junto con el efecto positivo asociado al refinanciamiento de una porción de la deuda de Angamos reconocido por única vez en el segundo trimestre de 2016.

Los principales hitos ocurridos durante 2017 y a la fecha fueron:

- Las centrales de AES Gener, al igual que en 2015 y 2016, continuaron siendo líderes de generación en Chile, contribuyendo con 30% de la generación total del país a septiembre de 2017.

- Durante el 3° trimestre de 2016 se ejecutó un nuevo acuerdo con ENEL por el arrendamiento de la Central Nueva Renca que cubre el período enero a diciembre 2017. Asimismo, durante 2017, se ha celebrado un nuevo acuerdo que entrará en vigencia en el año 2018.

- Progreso de proyectos en construcción:

  AES Gener ha consolidado una parte importante de su segunda etapa de expansión, con una cartera de proyectos de generación de energía eléctrica de diversa tecnología por un total de 1.256 MW empleando, durante este proceso más de 7.500 personas en forma directa. Durante 2016, se han completado proyectos por 573 MW de esta expansión, quedando actualmente en construcción el proyecto Alto Maipo con 531 MW en donde actualmente trabajan más de 4.000 personas.

Proyecto	**Capacidad**	**Tecnología**	**% de avance al 30/09/2017**	**Fecha inicio operación**
Alto Maipo	531 Mw	Hidro de pasada	57,2%	1° Sem. 2019

Durante el primer trimestre del año, se completó la reestructuración financiera y societaria del proyecto Alto Maipo. Los organismos multilaterales, bancos extranjeros y nacionales que han concurrido al financiamiento del proyecto aprobaron el plan propuesto por Alto Maipo concluyendo el proceso de reestructuración con fecha 17 de marzo de este año.

La reestructuración financiera contempló, entre otros aspectos, la adquisición por parte de AES Gener de la totalidad de la participación de Minera Los Pelambres (MLP) en la sociedad Alto Maipo SpA (Alto Maipo); la incorporación de Strabag SpA, principal contratista del Proyecto como accionista minoritario de Alto Maipo, con un porcentaje aproximado de 7%; la modificación de los contratos de suministro de energía suscritos por Alto Maipo y AES Gener con MLP; y la modificación de los términos y condiciones del actual financiamiento del proyecto.

Durante el mes de junio de 2017, Alto Maipo puso término a uno de los contratos de construcción del Proyecto, celebrado con la empresa Constructora Nuevo Maipo S.A. (“CNM”), debido a los incumplimientos del contratista. Desde esa fecha, Alto Maipo se ha hecho cargo interinamente de las obras con excelentes resultados y ha iniciado un proceso de búsqueda de un contratista que reemplace a CNM; asimismo, se ha dado inicio a una serie de procedimientos judiciales y arbitrales, incluyendo el cobro de garantías bancarias a CNM por US$ 73 millones.

El término del contrato de construcción con CNM ha producido un evento de default técnico bajo los contratos de financiamiento, razón por la cual Alto Maipo no puede continuar solicitando desembolsos bajo los mismos en tanto no se regularice dicha situación. Asimismo, como consecuencia del mencionado default técnico, la deuda financiera y los pasivos por derivados de Alto Maipo SpA, que al 30 de septiembre de 2017 ascienden a MUS$623.000 y MUS$139.000, respectivamente, deberá ser presentada como deuda corriente en los Estados Financieros de Alto Maipo SpA y de AES Gener S.A. en tanto se mantenga esta situación. Es importante mencionar que a partir del 7 de Junio Alto Maipo tomó control interino de las obras contratadas originalmente a CNM y continua con la construcción del Proyecto con los fondos disponibles, mientras se desarrollan las negociaciones anteriormente mencionadas. Al 30 de septiembre de 2017 el Proyecto presenta un 57,2% de progreso.

En pos de remediar esta situación, actualmente Alto Maipo se encuentra realizando sus mejores esfuerzos con miras a seleccionar a un contratista que remplace a CNM y a restructurar uno de los principales contratos de construcción del Proyecto para otorgar mayor certeza respecto al costo total y fecha de finalización, de manera tal de dar continuidad al avance y desarrollo del mismo. Estos esfuerzos incluyen negociaciones con Strabag, socio minoritario en Alto Maipo y uno de los principales contratistas del Proyecto, y otros potenciales contratistas del mismo para remplazar a CNM. Estas negociaciones podrían dar lugar a costos adicionales para el proyecto los cuáles aún no han sido cuantificados.

- Durante 2016 y 2017 la asociada Guacolda logró concretar contratos por un volumen anual de aproximadamente 1.200 GWh con clientes industriales por períodos de entre 3 y 7 años que permitirán incrementar la capacidad contratada de la compañía en el mediano plazo.

- Desde febrero de 2016, AES Gener inició la comercialización de energía desde el SING hacia el SADI a través de su línea de transmisión Interandes. Durante el año 2017, se exportaron aproximadamente 35 GWh.

- Con fecha 2 de febrero de 2017 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución 19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica. La misma modifica el esquema de remuneración de energía y potencia a los generadores incluidos en la Resolución S.E. 95/2013 y sus modificatorias. En el caso de Termoandes incluye la potencia y energía no comprometida en los contratos de Energía Plus. A partir de esta resolución los precios se fijan en dólares estadounidenses y son convertidos en pesos argentinos a la tasa de cambio del cierre del mes de la transacción correspondiente. Todos los conceptos determinados en la resolución son abonados a la fecha de vencimiento de la transacción y ya no existen conceptos retenidos.

- Luego del anuncio del default técnico de Alto Maipo realizado el 31 de julio de 2017, las tres principales Agencias de Rating emitieron los siguientes comunicados:

    - S&P Global comunicó que el rating BBB- de AES Gener no se vería inmediatamente afectado, manteniendo perspectiva estable
    - Moody's reafirmó el rating Baa3, pero rebajó la perspectiva de estable a negativa
    - Fitch Ratings confirmó el rating BBB- de AES Gener, pero asignó Rating Watch Negativo para AES Gener y sus subsidiarias Eléctrica Angamos S.A., Guacolda Energía S.A. y Sociedad Eléctrica Santiago SpA

- La ley de reforma tributaria del año 2014 incorporó un impuesto a las emisiones de fuentes fijas conformadas por calderas o turbinas que, individual o conjuntamente, sumen una potencia térmica superior o igual a 50 MWT. En el caso de las emisiones de CO_2, el impuesto corresponde a USD$5 por tonelada emitida. Para efectos de determinar el impuesto a pagar, la Superintendencia de Medioambiente certificará en marzo de cada año las emisiones de cada contribuyente en el año calendario anterior. El primer pago de este impuesto tendrá ocasión en abril 2018 por las emisiones correspondientes al año 2017. La empresa ha comenzado a registrar los impactos económicos de esta regulación a partir del mes de Enero de 2017.

- La compañía integró por tercer año consecutivo el Dow Jones Sustainability Chile Index, una la de mediciones más importantes del mercado en materia de sostenibilidad.

2. ANALISIS DE RESULTADOS

Cabe señalar que el presente informe, así como los que se elaboren para futuros trimestres, contiene información acumulada al 30 de septiembre de 2017, así como también información trimestral, a fin de entregar a los usuarios de este reporte, mejores herramientas para el análisis del desempeño operacional y económico de la Compañía. Tanto en los cuadros y tablas, como también en los párrafos de análisis que aquí se incluyen, se expresará claramente cuál de los dos horizontes de análisis se está empleando.

	Acumulado			Trimestre		
Resultados (MUS$)	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**
Ingresos de actividades ordinarias						
Ventas de energía y potencia	1.573.526	1.516.047	4%	544.973	531.855	2%
Otros ingresos	197.911	206.407	-4%	70.506	91.365	-23%
Total ingresos de actividades ordinarias	**1.771.437**	**1.722.454**	**3%**	**615.479**	**623.220**	**-1%**
Costos de venta						
Costo de combustible	(458.546)	(349.611)	31%	(153.081)	(121.973)	26%
Costo de venta de combustible	(97.987)	(125.304)	-22%	(34.425)	(64.489)	-47%
Compras de energía y potencia	(211.514)	(358.723)	-41%	(84.574)	(97.729)	-13%
Costo uso sistema de transmisión	(77.413)	(68.003)	14%	(26.474)	(21.674)	22%
Costo de venta productivo y otros	(287.798)	(176.935)	63%	(110.034)	(61.267)	80%
Depreciación e intangibles	(211.888)	(180.858)	17%	(71.686)	(64.805)	11%
Total costos de venta	**(1.345.146)**	**(1.259.434)**	**7%**	**(480.274)**	**(431.937)**	**11%**
Ganancia bruta	**426.291**	**463.020**	**-8%**	**135.205**	**191.283**	**-29%**
Otros ingresos, por función	373	1.984	-81%	143	58	147%
Gasto de administración	(78.164)	(76.891)	2%	(25.146)	(30.003)	-16%
Otros gastos, por función	(1.834)	(1.951)	-6%	(911)	(909)	0%
Otras ganancias (pérdidas)	(21.910)	(543)	3935%	(15.785)	(348)	4436%
Ingresos financieros	5.762	6.188	-7%	1.921	1.622	18%
Costos financieros	(135.925)	(114.324)	19%	(45.378)	(44.500)	2%
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	11.049	9.865	12%	7.155	3.964	80%
Diferencias de cambio	(9.282)	(19.298)	-52%	(2.254)	(7.039)	-68%
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**196.360**	**268.050**	**-27%**	**54.950**	**114.128**	**-52%**
Impuesto a las ganancias	(73.642)	(80.800)	-9%	(26.318)	(33.232)	-21%
Ganancia (pérdida)	**122.718**	**187.250**	**-34%**	**28.632**	**80.896**	**-65%**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	113.663	189.675	-40%	25.525	81.360	-69%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	9.055	(2.424)	-473%	3.107	(463)	-770%
Ganancia (pérdida)	**122.718**	**187.250**	**-34%**	**28.632**	**80.896**	**-65%**

EBITDA	Acumulado			Trimestre		
EBITDA (MUS$)	Septiembre 2017	Septiembre 2016	Var. %	Septiembre 2017	Septiembre 2016	Var. %
Ganancia bruta	426.291	463.021	-8%	135.205	191.284	-29%
Depreciación (-)	211.889	180.858	17%	71.687	64.805	11%
Otros ingresos, por función	373	1.984	-81%	143	58	147%
Gasto de administración	(78.164)	(76.891)	2%	(25.146)	(30.003)	-16%
Otros gastos, por función	(1.834)	(1.951)	-6%	(911)	(909)	0%
Otros (costos) Ingresos no incluidos en EBITDA	3.496	4.367	-20%	1.184	1.474	-20%
EBITDA	**562.051**	**571.388**	-2%	**182.162**	**226.709**	-20%

2.1. GANANCIA BRUTA

Como se mencionara anteriormente, la ganancia bruta consolidada disminuyó en MUS$36.729, producto de las disminuciones en el SIC y SADI de MUS$74.803 y MUS$1.439, respectivamente, parcialmente compensados por el aumento en el SING y SADI de MUS$31.643 y MUS$10.586, respectivamente. La línea "Ajuste de consolidación" representa principalmente las ventas de carbón intercompañías de AES Gener a Eléctrica Angamos y Eléctrica Cochrane en el SING. En los ingresos del SIC, estas ventas están incluidas en "Otros ingresos ordinarios".

	Acumulado			Trimestre		
Ganancia bruta (MUS$)	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**
Ingresos ordinarios						
SIC	1.046.386	909.737	15%	399.305	299.543	33%
SING	590.052	460.536	28%	198.897	159.722	25%
SADI	97.006	78.787	23%	34.919	26.423	32%
Colombia	254.583	342.841	-26%	100.297	133.450	-25%
Ajuste consolidación	(216.590)	(69.447)	212%	(117.939)	4.082	-2989%
Total ingresos ordinarios	**1.771.437**	**1.722.454**	**3%**	**615.479**	**623.220**	**-1%**
Costos de venta						
SIC	(897.182)	(685.730)	31%	(364.558)	(220.043)	66%
SING	(454.387)	(356.514)	27%	(156.599)	(122.563)	28%
SADI	(97.115)	(77.457)	25%	(33.041)	(25.921)	27%
Colombia	(110.336)	(209.180)	-47%	(41.630)	(59.328)	-30%
Ajuste consolidación	213.874	69.447	208%	115.554	(4.082)	-2931%
Total costos de venta	**(1.345.146)**	**(1.259.434)**	**7%**	**(480.274)**	**(431.937)**	**11%**
Total ganancia bruta	**426.291**	**463.020**	**-8%**	**135.205**	**191.283**	**-29%**

Sistema Interconectado Central (SIC)

La tabla a continuación muestra el detalle de la ganancia bruta de este mercado:

Resumen ganancia bruta	Acumulado			Trimestre		
SIC Ganancia bruta (MUS$)	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**
Ingresos ordinarios						
Clientes regulados	405.127	353.392	15%	134.155	117.683	14%
Clientes no regulados	240.151	190.452	26%	83.220	66.726	25%
Ventas Spot - CDEC - SIC	14.550	99.917	-85%	2.525	31.252	-92%
Otros ingresos ordinarios	386.558	265.976	45%	179.405	83.882	114%
Total ingresos ordinarios	**1.046.386**	**909.737**	**15%**	**399.305**	**299.543**	**33%**
Costos de venta						
Consumo de combustible	(166.585)	(178.531)	-7%	(53.799)	(57.875)	-7%
Compras de energía y potencia	(129.847)	(82.819)	57%	(51.991)	(27.617)	88%
Costos de transmisión	(59.853)	(59.475)	1%	(20.379)	(18.696)	9%
Costo de venta de combustible	(312.956)	(193.251)	62%	(151.814)	(59.907)	153%
Depreciación y amortización	(83.916)	(82.176)	2%	(28.225)	(27.138)	4%
Otros costos de venta	(144.025)	(89.478)	61%	(58.350)	(28.810)	103%
Total costos de venta	**(897.182)**	**(685.730)**	**31%**	**(364.558)**	**(220.043)**	**66%**
Total ganancia bruta	**149.204**	**224.007**	**-33%**	**34.747**	**79.500**	**-56%**

La Ganancia Bruta acumulada a septiembre de 2017 en el SIC disminuyó en 2017 en MUS$74.803 producto de 85 días más de mantenimientos programados en nuestras plantas eficientes del Complejo Ventanas, lo que se tradujo en menores márgenes debido a la menor generación y al impacto del mayor costo de reemplazo de la misma, impuesto a las emisiones acumulado por MUS$17.395 y, por los márgenes positivos registrados únicamente en el año 2016 por acuerdo suscrito con ENAP. Estos efectos negativos fueron compensados

parcialmente por los incrementos de precios en los contratos regulados, el mayor volumen de ventas a clientes no regulados, el cual aumentó en 758 GWh y a los márgenes obtenidos en el período 2017 por acuerdos de arrendamiento de la central Nueva Renca con ENEL.

La siguiente tabla muestra distribución de las ventas y compras físicas de energía, además de la generación por tipo de combustible en el SIC al 30 de septiembre de 2017 y 2016:

SIC	Acumulado			Trimestre		
Ventas de Energia (GWh)	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**
Clientes regulados	3.530	3.741	-6%	1.149	1.209	-5%
Clientes no regulados	2.997	2.239	34%	1.145	763	50%
Spot	159	1.105	-86%	26	299	-91%
Intercompañía	2.913	3.867	-25%	1.053	1.283	-18%
Total ventas de energia	**9.599**	**10.952**	**-12%**	**3.373**	**3.554**	**-5%**

SIC	Acumulado			Trimestre		
Compras de Energia (GWh)	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**
Otros Generadores	1.163	774	50%	368	259	42%
Spot	235	-	0%	201	-	0%
Intercompañía	2.913	3.867	-25%	1.053	1.283	-18%
Total compras de energia	**4.311**	**4.641**	**-7%**	**1.622**	**1.542**	**5%**

SIC	Acumulado			Trimestre		
Generación Neta (GWh)	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**
Hidroeléctrica	952	1.005	-5%	227	254	-11%
Carbón	3.946	4.453	-11%	1.270	1.546	-18%
Gas Natural licuado	7	724	-99%	(2)	193	-101%
Diesel	351	132	166%	233	10	2230%
Biomasa	24	29	-17%	5	16	-69%
Total	**5.280**	**6.343**	**-17%**	**1.733**	**2.019**	**-14%**

Principales variaciones tercer trimestre 2017 y 2016 registradas en el SIC:

Las ventas a clientes regulados y no regulados aumentaron en MUS$32.966, principalmente por mayores ventas físicas de 322 GWh como resultado de una mayor demanda a propósito de la existencias de nuevos contratos durante el período 2017, además del mejor resultado asociado al contrato de arrendamiento central Nueva Renca. En tanto, las ventas en el mercado Spot registran una disminución de MUS$28.727 asociada a menores ventas físicas por 273 GWh principalmente derivadas del acuerdo suscrito con ENAP registrado únicamente en el período 2016.

Es importante destacar la disminución en la generación eficiente de las centrales de AES Gener en el SIC, asociadas principalmente a la menor disponibilidad de las centrales del Complejo Ventanas debido a 77 días de mantenimientos programados llevados a cabo en la Unidad 2 y, en menor medida, a la menor generación de las centrales hidroeléctricas, las cuales generaron 27 GWh menos que el mismo trimestre del año anterior debido a los menores aportes hídricos

Dentro de otros ingresos ordinarios se incluyen, principalmente, ventas de carbón intercompañía y a terceros, ingresos de transmisión, e ingresos por servicios, esencialmente, a empresas relacionadas. La variación positiva de MUS$95.523 se debe fundamentalmente a mayores ventas de carbón, que a nivel de ganancia bruta se ven compensadas por mayores costos de venta de combustible de MUS$91.907.

Durante el tercer trimestre, los costos de combustibles presentan una disminución de MUS$4.076 en comparación al mismo período del año anterior explicado principalmente por menores costos por consumos de gas asociados al contrato con ENAP celebrado por única vez en el año 2016, compensado parcialmente por mayores costos de consumo de diésel y carbón. En cuanto a éste último combustible, el incremento se debió principalmente a mayores precios, los cuales aumentaron un 9% en promedio, dado que la generación con carbón fue menor que la registrada en el año anterior.

Por su parte, las compras de energía y potencia, incluyendo compras en el mercado spot, compras por contrato a la asociada Guacolda y a otros terceros generadores de Energía Renovable no Convencional (ERNC), aumentaron con respecto al período 2016 en MUS$24.374. Este aumento, se asocia principalmente a mayores compras físicas de 310 GWh, además de mayores costos por servicios complementarios.

El incremento en los otros costos de venta por MUS$29.540 se explica principalmente por el incremento en los gastos de mantenimiento, el registro de gastos por impuesto a las emisiones, incrementos en los gastos asociados al manejo de carbón y a mayores gastos por servicios de consultoría.

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

La tabla a continuación muestra el detalle de la ganancia bruta del SING:

Resumen ganancia bruta	**Acumulado**			**Trimestre**		
SING	**Septiembre**	**Septiembre**	**Var**	**Septiembre**	**Septiembre**	**Var**
Ganancia bruta (MUS$)	**2017**	**2016**	**%**	**2017**	**2016**	**%**
Ingresos ordinarios						
Clientes no regulados	454.352	419.101	8%	161.033	146.628	10%
Ventas Spot - CDEC - SING	122.144	36.073	239%	33.821	13.117	158%
Otros ingresos ordinarios	13.556	5.362	153%	4.043	(23)	-17678%
Total ingresos ordinarios	**590.052**	**460.536**	**28%**	**198.897**	**159.722**	**25%**
Costos de venta						
Consumo de combustible	(230.143)	(123.083)	87%	(78.393)	(47.222)	66%
Compras de energía y potencia	(20.596)	(104.900)	-80%	(8.881)	(29.171)	-70%
Costos de transmisión	(17.002)	(8.283)	105%	(5.777)	(2.932)	97%
Costo de venta de combustible	(68)	-	100%	(54)	-	100%
Depreciación y amortización	(97.691)	(70.512)	39%	(32.652)	(28.069)	16%
Otros costos de venta	(88.887)	(49.736)	79%	(30.842)	(15.169)	103%
Total costos de venta	**(454.387)**	**(356.514)**	**27%**	**(156.599)**	**(122.563)**	**28%**
Total ganancia bruta	**135.665**	**104.022**	**30%**	**42.298**	**37.159**	**14%**

La Ganancia Bruta acumulada a septiembre de 2017 en el SING aumentó MUS$31.643, principalmente relacionados a la entrada en operación de las dos unidades de la Central Cochrane, generando un incremento en los márgenes por los contratos con clientes no regulados y ventas en el mercado spot. Estos impactos positivos fueron compensados parcialmente por menores márgenes en contratos antiguos de Norgener asociados principalmente a menores volúmenes vendidos y al incremento en los costos de combustibles y al devengo del impuesto a las emisiones vigente desde inicios de 2017, el cual registró a la fecha un impacto a MUS$20.073 en éste mercado.

La siguiente tabla muestra distribución de las ventas y compras físicas de energía, además de la generación por tipo de combustible en el SING al 30 de septiembre de 2017 y 2016:

SING	Acumulado			Trimestre		
Ventas de Energia (GWh)	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**
Clientes no regulados	4.148	5.180	-20%	1.507	1.679	-10%
Spot	331	564	-41%	121	152	-20%
Spot - Re-direccionamiento	1.541	227	100%	514	50	928%
Total ventas de energia	**6.020**	**5.971**	**1%**	**2.142**	**1.881**	**14%**

SING	Acumulado			Trimestre		
Compras de Energia (GWh)	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**
Spot	-	967	-100%	-	99	-100%
Total compras de energia	**-**	**967**	**-100%**	**-**	**99**	**-100%**

SING	Acumulado			Trimestre		
Generación Neta (GWh)	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**
Carbón	5.987	4.996	20%	2.106	1.746	21%
Solar	44	18	100%	15	14	100%
Total	**6.031**	**5.014**	**20%**	**2.121**	**1.760**	**21%**

Principales variaciones del tercer trimestre 2017 y 2016 registradas en el SING:

La generación se incrementó significativamente (21% o 361 GWh) debido a la entrada en operación de las Unidades 1 y 2 de la Central Cochrane y, en menor medida, al inicio de las operaciones de la central solar fotovoltaica Andes.

Las ventas a clientes no regulados registraron mayores ingresos por MUS$14.405 en el período 2017 comparado con igual período del 2016, asociado principalmente a incremento en los precios, ya que a nivel de físicos se registran menores ventas por 172 GWh. Este efecto se ve mayormente compensado por mayores costos de combustibles.

Las ventas en el mercado spot registraron mayores ingresos por MUS$20.704 en el período 2017 comparado con igual período del 2016, producto de mayores ventas físicas por 433 GWh, además de un incremento en los ingresos por potencia, asociados principalmente a la entrada en operaciones de Cochrane.

El costo de consumo de combustible aumentó en MUS$31.171 en relación a igual período del año anterior, producto de la mayor generación con este combustible por 346 GWh a precios más altos. Dicho efecto se ve compensado parcialmente por menores compras de energía y potencia por MUS$20.290 producto que durante el año 2017 gran parte de la demanda de los clientes no regulados fue cubierta con generación propia, a diferencia de lo ocurrido en igual período del año 2016.

Por su parte, los otros costos de venta durante el período 2017 aumentaron en MUS$11.299 en relación a igual período del año 2016, principalmente por los costos asociados al impuesto a las emisiones y producto de mayores costos asociados a la entrada en operación de nuestra planta Cochrane.

Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN)

La tabla a continuación muestra el detalle de la ganancia bruta de este mercado:

Resumen ganancia bruta	Acumulado			Trimestre		
SIN Ganancia bruta (MUS$)	Septiembre 2017	Septiembre 2016	Var %	Septiembre 2017	Septiembre 2016	Var %
Ingresos ordinarios						
Contratos	198.180	166.760	19%	80.834	79.647	1%
Ventas Spot	42.016	171.565	-76%	14.466	50.379	-71%
Otros ingresos ordinarios	14.387	4.516	219%	4.997	3.424	46%
Total ingresos ordinarios	**254.583**	**342.841**	**-26%**	**100.297**	**133.450**	**-25%**
Costos de venta						
Compras de energía y potencia	(60.429)	(170.814)	-65%	(23.631)	(40.849)	-42%
Depreciación y amortización	(9.144)	(8.202)	11%	(2.968)	(3.204)	-7%
Otros costos de venta	(40.763)	(30.164)	35%	(15.031)	(15.275)	-2%
Total costos de venta	**(110.336)**	**(209.180)**	**-47%**	**(41.630)**	**(59.328)**	**-30%**
Total ganancia bruta	**144.247**	**133.661**	**8%**	**58.667**	**74.122**	**-21%**

La Ganancia Bruta acumulada a septiembre de 2017 en el SIN aumentó en MUS$10.586 explicada principalmente por mayores ventas físicas a nivel de contratos a precios más altos que permitió compensar los márgenes asociados a las menores ventas en el mercado Spot. La apreciación del peso colombiano contribuyó también positivamente al incremento de la ganancia bruta en el SIN.

La siguiente tabla muestra distribución de las ventas y compras físicas de energía, además de la generación en el SIN al 30 de septiembre de 2017 y 2016:

SIN	Acumulado			Trimestre		
Ventas de Energia (GWh)	Septiembre 2017	Septiembre 2016	Var %	Septiembre 2017	Septiembre 2016	Var %
Contratos	3.131	2.746	14%	1.160	1.268	-9%
Spot	1.703	2.508	-32%	851	1.107	-23%
Total ventas de energia	**4.834**	**5.254**	**-8%**	**2.011**	**2.375**	**-15%**

SIN	Acumulado			Trimestre		
Compras de Energia (GWh)	Septiembre 2017	Septiembre 2016	Var %	Septiembre 2017	Septiembre 2016	Var %
Spot	1.600	1.853	-14%	547	602	-9%
Total compras de energia	**1.600**	**1.853**	**-14%**	**547**	**602**	**-9%**

SIN	Acumulado			Trimestre		
Generación Neta (GWh)	Septiembre 2017	Septiembre 2016	Var %	Septiembre 2017	Septiembre 2016	Var %
Hidroeléctrica	3.181	3.402	-6%	1.454	1.741	-16%
Total	**3.181**	**3.402**	**-6%**	**1.454**	**1.741**	**-16%**

Principales variaciones del tercer trimestre 2017 y 2016 registradas en el SIN:

La diminución en los ingresos se debe principalmente a menores ventas físicas en el mercado Spot por 256 GWh como consecuencia de la menor generación. A su vez los precios fueron más bajos que los extraordinariamente altos observados en el SIN durante el período 2016 asociados a condiciones hidrológicas extremas que condicionaron la operación del sistema.

Respecto a las ventas de contratos, los volúmenes vendidos disminuyeron 108 GWh, pero el incremento en los precios promedio, pasando desde 53,52 US$/MWh en el período 2016 a 62,01 US$/MWh en el período 2017, permitió absorber la baja asociada a la cantidad de energía vendida a este segmento.

Cabe mencionar, que el aumento en los ingresos asociado a la disminución en los tipos de cambio fue parcialmente compensado por coberturas de tipo de cambio ejecutadas para estos efectos que se reflejan en la línea Diferencias de Cambio.

Las compras de energía y potencia disminuyeron en MUS$17.218 principalmente por precios spot promedio sustancialmente más bajos, los cuales pasaron de 111,82 US$/MWh en el período 2016 a 34,81 US$/MWh en el período 2017.

Respecto al aumento en otros ingresos ordinarios de MUS$1.573, éste se explica por mayores ingresos de distribución y transmisión.

Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

La tabla a continuación muestra el detalle de la ganancia bruta del SADI:

Resumen ganancia bruta	Acumulado			Trimestre		
SADI	**Septiembre**	**Septiembre**	**Var**	**Septiembre**	**Septiembre**	**Var**
Ganancia bruta (MUS$)	**2017**	**2016**	**%**	**2017**	**2016**	**%**
Ingresos ordinarios						
Contratos	57.191	45.031	27%	20.862	14.471	44%
Ventas Spot	39.815	33.756	18%	14.057	11.952	18%
Total ingresos ordinarios	**97.006**	**78.787**	**23%**	**34.919**	**26.423**	**32%**
Costos de venta						
Consumo de combustible	(61.818)	(47.997)	29%	(20.889)	(16.876)	24%
Compras de energía y potencia	(642)	(190)	238%	(71)	(92)	-23%
Costos de transmisión	(558)	(245)	128%	(318)	(46)	591%
Depreciación y amortización	(21.137)	(19.968)	6%	(7.841)	(6.394)	23%
Otros costos de venta	(12.960)	(9.057)	43%	(3.922)	(2.513)	56%
Total costos de venta	**(97.115)**	**(77.457)**	**25%**	**(33.041)**	**(25.921)**	**27%**
Total ganancia bruta	**(109)**	**1.330**	**-108%**	**1.878**	**502**	**274%**

A nivel de Ganancia Bruta, el mercado SADI registra una variación negativa de MUS$1.439 provenientes principalmente de mayores costos de combustibles y mayores costos asociados a mantenimientos programados parcialmente compensados por los incrementos de precios provenientes de la Resolución 19/2017 y las mayores ventas por contratos.

La siguiente tabla muestra distribución de las ventas y compras físicas de energía, además de la generación por tipo de combustible en el SADI al 30 de septiembre de 2017 y 2016:

SADI	Acumulado			Trimestre		
	Septiembre	**Septiembre**	**Var**	**Septiembre**	**Septiembre**	**Var**
Ventas de Energia (GWh)	**2017**	**2016**	**%**	**2017**	**2016**	**%**
Clientes	755	625	21%	264	202	31%
Spot	2.538	2.836	-11%	997	1.019	-2%
Total ventas de energia	**3.293**	**3.461**	**-5%**	**1.261**	**1.221**	**3%**

SADI	Acumulado			Trimestre		
Generación Neta (GWh)	Septiembre 2017	Septiembre 2016	Var %	Septiembre 2017	Septiembre 2016	Var %
Gas Natural	3.293	3.461	-5%	1.261	1.221	3%
Total	**3.293**	**3.461**	**-5%**	**1.261**	**1.221**	**3%**

Principales variaciones del tercer trimestre de 2017 y 2016 en el SADI:

La generación registró un aumento de 40 GWh durante el tercer trimestre 2017 con igual período de 2016, lo que permitió abastecer el aumento en las ventas físicas por contrato de 62 GWh equivalentes a MUS$6.391.

Por su parte, las ventas en el mercado spot registraron un aumento de MUS$2.105 explicada principalmente por mejores precios provenientes de la Resolución 19/2017 emitida por la Secretaría de Energía en el mes de Febrero de 2017, los cuales pasaron desde 11,30 US$/MWh en el período 2016 a 17,23 US$/MWh en el período 2017.

2.2. EBITDA[1]

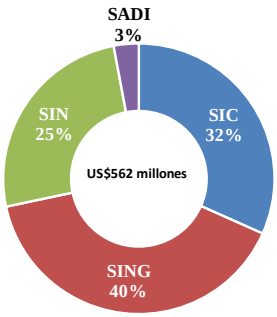
Al 30 de septiembre de 2017, el EBITDA acumulado fue de MUS$562.051 comparado con el EBITDA de MUS$571.388 registrado durante el mismo período del año 2016. La tabla a continuación muestra el EBITDA desglosado por mercado (SIC y SING en Chile, SIN en Colombia y SADI en Argentina) al 30 de septiembre de 2017 y 2016:

	Acumulado			Trimestre		
EBITDA Por Mercado (MUS$)	Septiembre 2017	Septiembre 2016	Var. %	Septiembre 2017	Septiembre 2016	Var. %
SIC	177.869	255.714	-30%	43.033	84.474	-49%
SING	225.143	169.649	33%	72.969	63.287	15%
SIN	142.244	128.333	11%	57.845	72.876	-21%
SADI	16.795	17.692	-5%	8.315	6.072	37%
EBITDA TOTAL	**562.051**	**571.388**	-2%	**182.162**	**226.709**	-20%

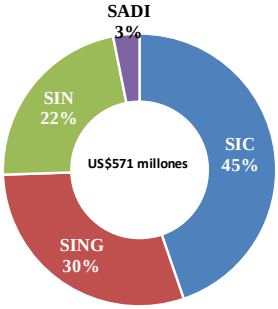
Esta variación negativa de MUS$9.337 acumulada al 30 de septiembre, se explica principalmente por menores márgenes en el mercado SIC, principalmente asociados a la reducción de la generación eficiente como consecuencia de la menor disponibilidad asociada a mantenimientos programados en el Complejo Ventanas, a mayores gastos de mantenimiento y al devengamiento de gastos por impuesto a las emisiones. Dicho efecto negativo fue parcialmente compensado por mejores márgenes en el mercado SING por el inicio de operaciones de Cochrane neto del impacto de menores márgenes de contratos y el registro del impuesto a las emisiones, además de mejores márgenes en el SIN asociados, principalmente, a mayores ventas por contratos a mejores precios.

A continuación, se presenta la contribución de los distintos segmentos al EBITDA Consolidado de AES Gener en el período de 9 meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y 2016:

Acumulado 30 septiembre 2017



Acumulado 30 de septiembre 2016



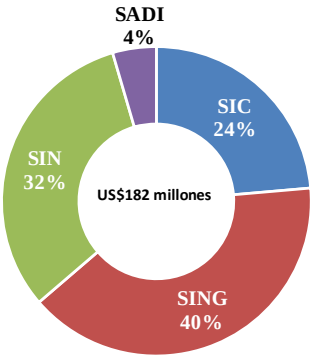
En lo que respecta a los períodos de 3 meses finalizados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, el EBITDA fue de MUS$182.162 y MUS$226.709 respectivamente. Esta disminución de MUS$44.547 se debe principalmente a la variación negativa en el SIC originada a consecuencia de la menor generación eficiente de las centrales hidroeléctricas y a carbón en este mercado, a menores márgenes en el mercado spot asociados a la disminución en la generación con Gas Natural provisto por ENAP dentro del marco del contrato celebrado para una parte

[1] Para cálculo del EBITDA ver nota 7.4 de los Estados Financieros.

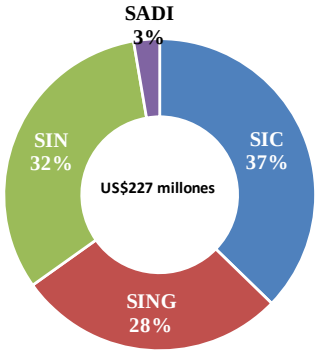
del ejercicio 2016, a la registración del impuesto a las emisiones y a mayores gastos de mantenimiento. Esta disminución fue parcialmente compensada por el impacto del inicio de operaciones de la Central Cochrane.

La contribución sobre el EBITDA durante el tercer trimestre de 2017 y 3° trimestre de 2016 en los distintos mercados en que el Grupo AES Gener participa se muestra en los gráficos a continuación:

3do. Trimestre 2017



3do. Trimestre 2016



2.2.1. Gastos de administración

Los gastos de administración registraron un aumento del 2% o MUS$1.273 al comparar los períodos de 9 meses finalizados al 30 de septiembre de 2017 y 2016. Entre las variaciones más importantes destacan mayores gastos asociados a incrementos en los costos por contratos de seguros como consecuencia del inicio de operaciones de la Central Cochrane e incremento en los pagos por patentes comerciales, compensadas parcialmente por una disminución en los costos asociados al personal. A efectos del tercer trimestre, se observa una disminución de MUS$4.857, explicado principalmente por menores costos asociados al personal y menores costos por servicios recibidos de terceros.

2.3. Resultado financiero

Las variables de resultados que no se encuentran incluidos en EBITDA, que mostraron los principales cambios comparando el período finalizado el 30 de septiembre de 2017 y 2016 fueron:

	Acumulado			Trimestre		
Resultados (MUS$)	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Variación %**	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Variación %**
Otras ganancias (pérdidas)	(21.910)	(543)	3935%	(15.785)	(348)	4436%
Ingresos financieros	5.762	6.188	-7%	1.921	1.622	18%
Costos financieros	(135.925)	(114.324)	19%	(45.378)	(44.500)	2%
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	11.049	9.865	12%	7.155	3.964	80%
Diferencias de cambio	(9.282)	(19.298)	-52%	(2.254)	(7.039)	-68%

En relación a las pérdidas por diferencia de cambio, se registró una baja de MUS$10.016 al comparar los resultados registrados en el período de 9 meses finalizados el 30 de septiembre de 2016 y 2017 (MUS$4.785 en el trimestre) asociada principalmente a menores pérdidas en la subsidiaria Termoandes como consecuencia de la venta de Bonos denominados en pesos argentinos durante el ejercicio 2016.

La tabla a continuación muestra las variaciones de las principales monedas en los países en que AES Gener tiene participación:

Tipo de Cambio	Septiembre 2017	Junio 2017	Variación Trimestre	Septiembre 2017	Diciembre 2016	Variación Acumulada
Chile (CLP / US$)	637,93	664,29	-3,97%	637,93	669,47	-4,71%
Colombia (COP / USD)	2.936,67	3.038,26	-3,34%	2.936,67	3.000,71	-2,13%
Argentina (ARS / US$)	17,31	16,63	4,09%	17,31	15,89	8,94%

Tipo de Cambio	Septiembre 2016	Junio 2016	Variación Trimestre	Septiembre 2016	Diciembre 2015	Variación Acumulada
Chile (CLP / US$)	658,02	661,37	-0,51%	658,02	710,16	-7,34%
Colombia (COP / USD)	2.879,95	2.916,15	-1,24%	2.879,95	3.183,00	-9,52%
Argentina (ARS / US$)	15,31	15,04	1,80%	15,31	13,04	17,41%

El aumento en los costos financieros de MUS$21.601 (MUS$878 en el trimestre) se debe principalmente a mayores gastos financieros en la subsidiaria Cochrane debido, a la disminución en los costos financieros capitalizados a propósito de la entrada en operaciones de las dos unidades en el año 2016.

Asimismo, en el rubro otras ganancias (pérdidas), la variación negativa de MUS$21.367 (MUS$15.437 en el trimestre) está asociada principalmente al castigo de patentes por derechos de agua y la correspondiente baja de los créditos tributarios asociados registrado en el tercer trimestre 2017 y al efecto positivo asociado al refinanciamiento de una porción de la deuda de Angamos reconocido por única vez en el segundo trimestre de 2016.

2.4. Impuesto a las ganancias

Al 30 de septiembre de 2017, el gasto por impuesto registró una disminución de MUS$7.158 (MUS$6.914 en el trimestre), pasando desde MUS$80.800 al 30 de septiembre 2016 a MUS$73.642 al 30 de septiembre de 2017. Esta variación se explica principalmente por la disminución en los resultados antes de impuestos de las compañías Chilenas, el cual fue compensado por un aumento de estos resultados en la filial Colombiana AES Chivor. Lo anterior toma relevancia toda vez que la tasa de impuesto a las ganancias en Colombia durante el año 2017 fue de 40%, en contraste con la tasa aplicada en Chile de 25,5%.

3. Análisis del balance

Al 30 de septiembre de 2017, se registraron activos por MUS$8.186.703, superiores a los MUS$7.848.904 registrados al cierre de diciembre de 2016. Esta variación se explica principalmente por un incremento en activos corrientes de MUS$110.136 y en activos no corrientes de MUS$227.663.

El total de patrimonio neto y pasivos registró una variación de MUS$337.799, explicado por un incremento en los pasivos corrientes y patrimonio neto de MUS$913.806 y MUS$160.568 respectivamente, y una disminución en los pasivos no corrientes de MUS$736.575.

Balance (MUS$)	Septiembre 2017	Diciembre 2016	Var. %
Activos corrientes	1.170.518	1.060.382	10%
Activos no corrientes	7.016.185	6.788.522	3%
Total Activos	**8.186.703**	**7.848.904**	**4%**
Pasivos corrientes	1.592.101	678.296	135%
Pasivos no corrientes	3.875.440	4.612.015	-16%
Patrimonio neto	2.719.162	2.558.593	6%
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**8.186.703**	**7.848.904**	**4%**

El activo corriente presentó una variación positiva de MUS$110.136, principalmente por un incremento en los saldos por deudores comerciales y otras cuentas por cobrar de MUS$135.753 y un aumento en los inventarios por MUS$44.640, lo anterior compensado parcialmente por una disminución en efectivo y equivalente al efectivo de MUS$78.095.

El activo no corriente aumentó en MUS$227.663 respecto a diciembre de 2016, donde destaca el incremento en propiedades, plantas y equipos por MUS$222.212 asociado principalmente a la construcción de la central hidroeléctrica Alto Maipo.

Los pasivos corrientes aumentaron en MUS$913.805 respecto a lo registrado al 31 de diciembre de 2016, donde destaca el aumento en los otros pasivos financieros por MUS$703.284 y en cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por MUS$108.417, explicados principalmente por la reclasificación desde el no corriente al corriente de las obligaciones asociadas a Alto Maipo como consecuencia del evento técnico de default de esta subsidiaria, además del incremento en las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar por MUS$123.742 debido principalmente a un aumento en las Cuentas por Pagar de los proyectos en construcción. Dichos efectos se compensan parcialmente con una disminución en los pasivos por impuestos corrientes por MUS$14.664 relacionados con el cierre del proceso renta del año 2016 además de una disminución en los pasivos no financieros por MUS$5.905 asociada a una disminución por liquidación de las bonificaciones con el personal.

Los pasivos no corrientes disminuyeron en MUS$736.575, donde destaca la disminución en los pasivos financieros por MUS$497.738 asociado a la reclasificación desde el no corriente al corrientes de las obligaciones bancarias de Alto Maipo mencionada anteriormente, además de la disminución en las cuentas por pagar entidades relacionadas por MUS$241.031, como consecuencia del acuerdo de restructuración entre AES Gener y Minera Los Pelambres que significó la salida de esta última del Proyecto Alto Maipo.

Al 30 de septiembre de 2017, el patrimonio aumentó en MUS$160.569, explicado principalmente por el aumento en Otras reservas por MUS$295.856 como consecuencia de la adquisición por parte de AES Gener de la participación de Minera Los Pelambres en Alto Maipo, de la valorización de los instrumentos derivados y de la variación en la Reserva de Conversión. Estos incrementos patrimoniales fueron compensados parcialmente por una disminución de los resultados acumulados por MUS$147.346.

4. Indicadores

Los indicadores de liquidez mostraron una baja respecto a lo registrado a diciembre de 2016. Lo anterior se explica principalmente por un aumento en los pasivos financieros.

El aumento en el pasivo exigible se explica principalmente por incremento de los pasivos financieros y cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

La cobertura de gastos financieros disminuyó debido principalmente a la disminución del resultado antes de impuesto además del incremento en el gasto financiero, calculado en los últimos doce meses, en comparación con el año 2016. Este incremento se debe principalmente a la reducción de los montos de costos financieros capitalizados como resultado de la entrada en operaciones de la Central Cochrane.

La rentabilidad de los activos fue menor a la registrada en diciembre de 2016, debido principalmente a un incremento en el total de activos y a la reducción de los resultados de atribuibles a la controladora.

		Septiembre 2017	Diciembre 2016
Liquidez			
Activos corrientes / Pasivos corrientes	(veces)	0,74	1,56
Razón ácida	(veces)	0,25	0,69
(Activo corriente - Inventarios) / Pasivo corriente	(veces)	0,62	1,36
Endeudamiento			
Pasivo exigible/Patrimonio neto	(veces)	2,01	2,07
Pasivos corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,29	0,13
Pasivos no corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,71	0,87
Pasivo exigible	(millones de dólares)	5.468	5.290
Cobertura gastos financieros	(veces)	2,61	3,26
Actividad			
Patrimonio neto	(millones de dólares)	2.719	2.559
Propiedades, planta y equipo. Neto	(millones de dólares)	6.373	6.150
Total activos	(millones de dólares)	8.187	7.849
Rentabilidad			
De los activos (1)	(%)	2,26	3,33
Del patrimonio (1)	(%)	7,18	10,76
Rendimiento activos operacionales (2)	(%)	9,24	10,17
Utilidad/Acción (3)	(Dólares)	0,022	0,031
Retorno dividendos (4)	(%)	7,18%	3,18%

(1) La rentabilidad de los activos y del patrimonio está calculada considerando la utilidad de 12 meses al cierre de cada ejercicio, y el activo y patrimonio a cada fecha.

(2) Los activos operacionales considerados para este índice están registrados en Propiedades, Planta y Equipos.

(3) La utilidad por acción al cierre de cada ejercicio está calculada considerando el número de acciones pagadas a cada fecha.

(4) Considera los dividendos pagados en los últimos doce meses dividido por el precio de mercado de la acción al cierre de cada ejercicio.

5. Análisis de flujo de caja

El saldo final de efectivo y efectivo equivalente acumulado al 30 de septiembre de 2017 fue de MUS$391.465, 13% menor que el saldo final obtenido al cierre de septiembre de 2016 de MUS$449.295. El flujo neto total del ejercicio acumulado fue negativo de MUS$79.746 al 30 de septiembre de 2017, lo que se compara negativamente con el flujo positivo de MUS$176.185 registrado al cierre de septiembre de 2016.

	Acumulado			Trimestre		
Flujo de caja (MUS$)	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var. %**	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var. %**
Flujo neto de operación	113.455	256.866	-56%	20.307	127.971	-84%
Flujo neto de inversión	(368.478)	(413.580)	-11%	10.302	(131.701)	-108%
Flujo neto de financiamiento	175.277	332.899	-47%	1.634	(6.893)	-124%
Flujo neto total del período	**(79.746)**	**176.185**	**-145%**	**32.243**	**(10.623)**	**-404%**
Efectos de la variación de la tasa de cambio	1.651	5.877	-72%	3.671	878	318%
Saldo inicio efectivo y efectivo equivalente	469.560	267.233	76%	-	-	
Saldo final de efectivo y efectivo equivalente	**391.465**	**449.295**	**-13%**	**35.914**	**(9.745)**	**-469%**

El flujo de operación acumulado registró una variación negativa de MUS$143.411 al cierre de septiembre de 2017, comparado con igual período del año 2016, principalmente a mayores pagos de dividendos compensados parcialmente por la mejora en los márgenes (principalmente en Cochrane) y mayores recaudaciones en Termoandes. Estos impactos positivos fueron compensados con menores cobranzas que las registradas a principios del año 2016 en Chivor como consecuencia de la generación extraordinaria del mes de Diciembre de 2015.

Las actividades de inversión acumuladas presentaron una variación positiva de MUS$45.102 comparando el cierre de septiembre de 2017 y el mismo período de 2016. La variación se explica principalmente por menores compras de propiedades, plantas y equipos compensado con menor recaudación por liquidación de inversiones financieras.

Las actividades de financiamiento acumuladas presentaron una variación negativa de MUS$157.622 al cierre de septiembre de 2017, comparando con el mismo período de 2016. Lo anterior es consecuencia de una disminución en los desembolsos recibidos por préstamos de MUS$363.943 asociados principalmente a las subsidiarias Cochrane, Alto Maipo y Angamos, ésta última por el refinanciamiento efectuado en el segundo trimestre de 2016. Estas variaciones negativas fueron parcialmente compensadas por menores pagos de préstamos por MUS$180.296 relacionados al refinanciamiento parcial de la deuda de Angamos mencionado anteriormente.

6. Análisis de mercado

La actividad de generación de AES Gener en Chile se desarrolla fundamentalmente en torno a dos grandes sistemas eléctricos, el Sistema Interconectado Central, que cubre desde el sur de la II región hasta la X región y el Sistema Interconectado del Norte Grande, que abarca la I, la XV y parte de la II regiones. En Colombia, AES Chivor es una de las principales operadoras del Sistema Interconectado Nacional, y adicionalmente, la filial Termoandes realiza ventas al Sistema Argentino de Interconexión.

Sistema Interconectado Central (SIC)

En el período acumulado finalizado a septiembre de 2017, las condiciones hidrológicas permitieron que los niveles de los embalses mostraran una disminución respecto al mismo período del año anterior. Lo anterior significó disminuir la generación hidroeléctrica pero incrementar la generación tanto solar como eólica, lo que permitió una baja de 3,2% de los costos marginales promedio del sistema comparado con igual período de 2016. Si se compara 3° trimestre 2017 con igual período de 2016 se observa una baja en los costos marginales del 13,5%. Al 30 de septiembre de 2017, las empresas del Grupo AES Gener, incluido Guacolda, aportaron un 24% de la generación neta al SIC. La tabla a continuación muestra las principales variables del SIC al 30 de septiembre de 2017 y 2016.

SIC		**Acumulado**		**Trimestre**	
		2017	**2016**	**2017**	**2016**
Variación demanda	(%)	3,8	0,1	4,5	(1,9)
Consumo promedio mensual	(GWh)	4.281	4.125	4.245	4.063
Precio Spot (Quillota 220 kV)	US$/MWh	63,5	65,6	56,6	65,5

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

El costo marginal promedio sufrió una baja de un 9,5% al 30 de septiembre de 2017 comparado con igual período del año anterior. Si se compara 3° trimestre de 2017 con igual período de 2016, se observa una baja del 21,4% en los costos marginales promedios. Al 30 de septiembre de 2017, las empresas del Grupo AES Gener aportaron 48% de la generación neta del SING. Cabe mencionar que la demanda del mercado SING se vio afectada significativamente por el paro de actividades de Minera Escondida. La tabla a continuación muestra las principales variables del SING al cierre de septiembre de 2017 y 2016.

SING		**Acumulado**		**Trimestre**	
		2017	**2016**	**2017**	**2016**
Variación demanda	(%)	2,5	1,9	8,1	(1,0)
Consumo promedio mensual	(GWh)	1.450	1.415	1.514	1.400
Precio Spot (Crucero 220 kV)	US$/MWh	55,9	61,8	51,7	65,7

Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN)

Los precios en bolsa expresados en pesos colombianos sufrieron un baja de un 70,93% al 30 de septiembre de 2017 comparado con igual período del año anterior, asociado a las condiciones hidrológicas secas en el período 2016, mientras que en dólares disminuyeron un 68,87%, asociado a la devaluación del peso colombiano. Si se compara 3° trimestre 2017 con igual período de 2016, los precios en bolsa expresados en pesos colombianos disminuyeron en promedio 38,85% y en dólares 39,17%. Durante el 3° trimestre de 2017, la generación de AES Chivor representó 8,6% de la demanda en Colombia. La tabla a continuación muestra las principales variables del SIN durante los períodos 2017 y 2016:

SIN		**Acumulado**		**Trimestre**	
		2017	**2016**	**2017**	**2016**
Variación demanda	(%)	(0,2)	0,8	1,6	(2,1)
Consumo promedio mensual	(GWh)	5.504	5.516	5.653	5.566
Precio Spot	US$/MWh	34,8	111,8	32,4	53,3

Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

Con fecha 2 de febrero de 2017 se publicó en el boletín oficial la Resolución 19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica. La misma modifica el esquema de remuneración de energía y potencia a los generadores incluidos en la Resolución S.E. 95/2013 y sus modificatorias. En el caso de Termoandes incluye la potencia y energía no comprometida en los contratos de Energía Plus. A partir de esta resolución los precios se fijan en dólares estadounidenses y serán convertidos en pesos a la tasa de cambio del cierre del mes de la transacción correspondiente. Todos los conceptos determinados en la resolución serán abonados a la fecha de vencimiento de la transacción económica de cada mes, por lo que ya no habrá conceptos retenidos.

Durante el 3° trimestre de 2017, la generación de Termoandes en el SADI representó 3,71% de la demanda en Argentina. La tabla a continuación muestra las principales variables del SADI al cierre de septiembre de 2017 y 2016:

SADI		**Acumulado**		**Trimestre**	
		2017	**2016**	**2017**	**2016**
Variación demanda	(%)	13,2	1,1	19,0	(3,5)
Consumo promedio mensual	(GWh)	11.360	10.038	11.320	9.820
Precio Spot	US$/MWh	17,2	11,3	15,1	11,6

7. Análisis de riesgo

7.1. Riesgos de mercado y financiero

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor razonable de los flujos de efectivo futuros varíe debido a un cambio en los precios de mercado. Entre los riesgos de precio de mercado se consideran tres tipos: riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio de combustible. El riesgo financiero se refiere a la posibilidad de ocurrencia de eventos que tengan consecuencias financieras negativas y este último considera: riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

7.1.1 Riesgo de Tipo de Cambio

Con excepción de las operaciones en Colombia, la moneda funcional de la Compañía es el dólar estadounidense, dado que los ingresos, costos, inversiones en equipos y deuda financiera son principalmente determinados en base del dólar estadounidense. Asimismo, en Chile la Compañía está autorizada para declarar y pagar sus impuestos a la renta en dólares estadounidenses. El riesgo de tipo de cambio está asociado a ingresos, costos, inversiones y deuda financiera denominada en moneda distinta al dólar estadounidense. Los principales conceptos determinados en pesos chilenos corresponden a las cuentas por cobrar por venta de electricidad y créditos impositivos mayoritariamente relacionados con créditos de IVA. En el período terminado al 30 de septiembre de 2017, AES Gener mantenía varios contratos de cobertura (forwards) con bancos con el propósito de disminuir el riesgo de tipo de cambio asociado con las ventas de energía, ya que si bien la mayoría de los contratos de suministro de energía de la Compañía tienen tarifas denominadas en dólares, su pago se realiza en pesos chilenos utilizando un tipo de cambio fijo por un período de tiempo, y cobros de IVA. Al cierre de septiembre de 2017, y dada la posición activa neta que la Compañía mantenía en pesos chilenos, el impacto de una devaluación de 10% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al dólar estadounidense al cierre del período habría generado un impacto negativo realizado de aproximadamente MUS$11.897 en los resultados de AES Gener.

En el período terminado el 30 de septiembre de 2017, aproximadamente 87% de los ingresos ordinarios y el 85% de los costos de venta de la Compañía estaban denominados en dólares estadounidenses, mientras que en el período terminado el 30 de septiembre de 2016 aproximadamente el 78% de los ingresos ordinarios y el 90% de los costos de venta estaban denominados en dólares estadounidenses.

En relación a Colombia, cabe señalar que la moneda funcional de AES Chivor es el peso colombiano dado que la mayor parte de los ingresos, particularmente las ventas por contratos y ventas en el mercado spot, y los costos operacionales de la subsidiaria están principalmente ligados al peso colombiano. En el período terminado al 30 de septiembre de 2017, las ventas por contrato y spot en Colombia representaron 13% de los ingresos consolidados, mientras que durante el año 2016 representaron 19%. Adicionalmente, los dividendos de AES Chivor a AES Gener están determinados en pesos colombianos, aunque se utilizan mecanismos de cobertura financiera para fijar los montos en dólares estadounidenses. Se estima que el impacto de una devaluación del 10% en la tasa de cambio del peso colombiano respecto al dólar estadounidense al cierre del período habría generado un efecto negativo realizado de aproximadamente MUS$258 en los resultados de AES Gener, dada la posición pasiva neta en dólares estadounidenses que AES Chivor mantenía a esa fecha.

Por su parte, en Argentina los precios spot en el mercado argentino, a partir del mes de febrero de 2017, se fijan también en dólares estadounidenses. Los ingresos por estas ventas representaron un 2% de los ingresos consolidados en el período terminado al 30 de septiembre de 2016 considerando que a esa fecha se fijaban en pesos argentinos. Se estima que, al 30 de septiembre de 2017, una devaluación del 10% en el peso argentino con respecto al dólar estadounidense al cierre del período habría generado un impacto negativo de MUS$1.109 en los resultados de AES Gener, dada la posición activa neta en pesos argentinos que Termoandes mantenía a esa fecha.

A nivel consolidado, las inversiones en plantas nuevas y equipos de mantención son principalmente fijadas en dólares estadounidenses. Las inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja son efectuadas mayoritariamente en dólares estadounidenses. Al 30 de septiembre de 2017, 88% de las inversiones y saldos en cuenta corriente están denominadas en dólares estadounidenses, 10% en pesos chilenos, 1% en pesos colombianos y 1% en pesos argentinos. Los saldos en caja en pesos argentinos están sujetos a la volatilidad del tipo de cambio propios del mercado argentino. Al cierre de diciembre 2016, 87% de las inversiones y saldos en cuenta corriente están denominadas en dólares estadounidenses, 12% en pesos chilenos y 1% en pesos argentinos.

Respecto de préstamos bancarios y obligaciones en bonos denominados en moneda distinta al dólar estadounidense, AES Gener ha tomado coberturas en forma de swaps de moneda para reducir el riesgo de tipo de cambio. Para los bonos denominados en UF emitidos en 2007 por aproximadamente MUS$219.527, AES Gener contrató swaps de tipo de cambio con la misma vigencia de la deuda. Lo correspondiente a la serie O del bono con vencimiento en 2016 fue liquidado en junio de 2014, quedando vigente la parte asociada a la serie N de este bono, con vencimiento en 2028, por un monto total de MUS$172.264. Al cierre de septiembre de 2017, el 97,5% de la deuda de AES Gener y sus subsidiarias está denominada en dólares estadounidenses, incluyendo el bonos serie N mencionado previamente y el swap asociado. La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por moneda en base al capital adeudado, al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016:

Moneda	Septiembre 2017 %	Diciembre 2016 %
US$	97,5	97,8
UF	0,9	0,9
Col$	1,6	1,3

7.1.2 Riesgo de Tasa de Interés

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que el valor razonable o flujos futuros de efectivo de instrumentos financieros fluctúen debido a cambios en las tasas de interés de mercado. La exposición de la Compañía al riesgo de cambio en tasas de interés de mercado se relaciona principalmente con obligaciones financieras a largo plazo con tasas de interés variables.

La Compañía administra su riesgo de tasa de interés manteniendo un gran porcentaje de su deuda a tasa fija o con swap de tasa para fijarla. Para mitigar el riesgo de tasa de interés con obligaciones a largo plazo, AES Gener ha tomado coberturas en forma de swaps de tasa de interés. Al 30 de septiembre de 2017, existían swaps de tasa de interés para una parte importante de la deuda asociada a las subsidiarias Eléctrica Cochrane y Alto Maipo. Se estima que un incremento del 10% en las tasas de interés variables no generaría un efecto significativo en resultados, dado que el 93,1% de la deuda corporativa está a tasa fija o con swap de tasa. La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por tipo de tasa al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre 2016:

Tasa	Septiembre 2017 %	Diciembre 2016 %
Tasa Fija o con Swap de Tasa	93,1	90,9
Tasa Variable	6,9	9,1

Cabe señalar que el bono subordinado emitido en diciembre de 2013 por un total de MUS$450.000 con plazo de 60 años, tiene una tasa de interés fija de 8,375% hasta que se cumplan 5,5 años desde la emisión. A partir de ese período, la tasa de interés se recalcula en base a la tasa swap de 5 años publicada por Bloomberg más un margen (spread) acordado y posteriormente se recalculará, en base a estas mismas condiciones, cada 5 años hasta el vencimiento de la deuda.

7.1.3 Riesgo de Precio de Combustible

El Grupo AES Gener se ve afectado por la volatilidad de precios de ciertos combustibles. Los combustibles utilizados por la Compañía, principalmente carbón, diésel y gas natural licuado (GNL), son "commodities" con precios internacionales fijados por factores de mercado ajenos a la Compañía. Cabe señalar que en Argentina la subsidiaria Termoandes compra gas natural bajo contratos de corto plazo a precio fijo que se ven reflejados en la fijación del precio de venta de energía por contrato.

El precio de combustibles es un factor clave para el despacho de las centrales y los precios spot tanto en Chile como en Colombia. Dado que AES Gener es una empresa con una mezcla de generación principalmente térmica, el costo de combustible representa una parte importante de los costos de venta.

Actualmente, la mayoría de los contratos de venta de energía eléctrica de AES Gener incluyen mecanismos de indexación que ajustan el precio en base a aumentos o disminuciones en el precio de carbón, según los índices y calendarios de ajuste particulares de cada contrato, lo que permite mitigar en gran parte las variaciones en el precio de este combustible.

En la actualidad el volumen de energía contratado de AES Gener se encuentra equilibrado con la generación de las centrales con alta probabilidad de despacho (generación eficiente), por lo que se espera que las demás unidades (unidades de respaldo) que utilizan diésel o GNL operen sólo en condiciones de estrechez tales como condiciones hidrológicas secas en el caso del SIC, vendiendo su energía en el mercado spot. Actualmente, las compras de diésel y GNL no tienen una cobertura asociada dado que la venta de energía en el mercado spot, permite trasladar la variación de precio de combustible a precio de venta.

Sin embargo, dado que como se mencionó previamente, los precios de combustibles, en particular GNL o diésel, influyen directamente en el precio spot y el despacho de las centrales, se estima que un alza del 10% en los costos del combustible diésel durante el período finalizado al 30 de septiembre 2017, habría significado una variación negativa de aproximadamente MUS$4.549 en el SIC y una variación positiva de MUS$4.263 en el SING a nivel de margen bruto. La central Nueva Renca puede utilizar alternativamente diésel o GNL y adquiere volúmenes definidos de suministro de GNL bajo contratos de corto plazo cuando su precio es más competitivo que el diésel.

7.1.4 Riesgo de Crédito

El riesgo de crédito está asociado con la calidad crediticia de las contrapartes con que AES Gener y sus subsidiarias establecen relaciones. Estos riesgos se ven reflejados fundamentalmente en los deudores por venta y en los activos financieros, incluyendo depósitos con bancos y otras instituciones financieras y otros instrumentos financieros.

Con respecto a los deudores por venta, los clientes de AES Gener en Chile son principalmente compañías distribuidoras y clientes industriales de elevada solvencia y un porcentaje importante de ellas o sus controladoras cuenta con clasificaciones de riesgo local y/o internacional de grado de inversión. Las ventas del Grupo AES Gener en el mercado spot se realizan obligatoriamente a los distintos integrantes deficitarios del CDEC según el despacho económico realizado por esta entidad.

En Colombia, AES Chivor realiza evaluaciones de riesgo de sus contrapartes basado en una evaluación crediticia interna, que en ciertos casos podría incluir garantías.

Por su parte, en Argentina, las principales contrapartes comerciales de Termoandes son CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.) y clientes no regulados denominados "Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista", cuyos contratos operan bajo la normativa de Energía Plus. Termoandes realiza evaluaciones crediticias internas de sus clientes no regulados e incluye garantías para asegurar los pagos.

En cuanto a las inversiones financieras que realiza AES Gener y sus subsidiarias, tales como pactos de retrocompra y depósitos a plazos, incluyendo derivados, se ejecutan con entidades financieras locales y extranjeras con clasificación de riesgo nacional y/o internacional mayor o igual a "A" en escala de Standard & Poors y Fitch y "A2" en escala Moody's. Asimismo, los derivados ejecutados para la deuda financiera, se efectúan con entidades locales e internacionales de primer nivel. Existen políticas de caja, inversiones y tesorería, las cuales guían el manejo de caja de la Compañía y minimizan el riesgo de crédito.

7.1.5 Riesgo de Liquidez

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. El objetivo de la Compañía es mantener la liquidez y flexibilidad financiera necesarias a través de flujos operacionales normales, préstamos bancarios, bonos públicos, inversiones de corto plazo, líneas de crédito comprometidas y no comprometidas.

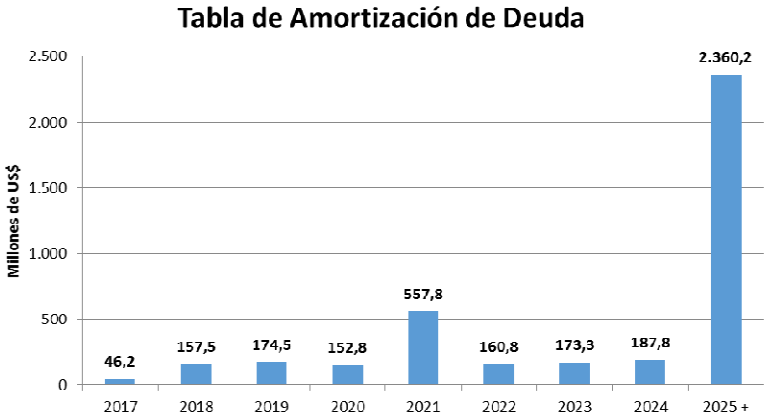
Al 30 de septiembre de 2017, AES Gener contaba con un saldo en fondos disponibles líquidos de MUS$391.465, registrados en efectivo y equivalentes al efectivo. En tanto, al cierre de diciembre de 2016, AES Gener contaba con un saldo en fondos disponibles líquidos de MUS$469.560, que incluye efectivo y equivalentes al efectivo. Cabe señalar que el saldo de efectivo y equivalentes al efectivo incluye efectivo, depósitos a plazo con vencimiento original inferior a tres meses, valores negociables, fondos mutuos correspondientes a inversiones en dólares estadounidenses de bajo riesgo y con disponibilidad inmediata, derechos con pactos con retroventa y derechos fiduciarios.

Adicionalmente, al 30 de septiembre de 2017, AES Gener cuenta con líneas de crédito comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS$250.718 además de líneas de crédito no comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS$78.000.

Para obtener detalles respecto a restricciones contractuales de uso de fondos ver Nota 8 de los Estados Financieros "Efectivo y Equivalentes al Efectivo".

El gráfico y tabla a continuación, muestran el calendario de vencimientos, basado en el capital adeudado, en millones de dólares estadounidenses al 30 de septiembre de 2017:

		Tabla de Vencimientos al 30 de septiembre de 2017				
	Tasa Interés Promedio	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021 +**
Tasa Fija						
(UF con swap a US$)	7,34%	-	15,66	15,66	15,66	125,28
(US$)	5,25%	-	-	-	-	401,68
(US$)	7,95%	-	-	24,54	-	-
(US$)	5,00%	-	-	-	-	390,00
(US$)	8,38%	-	-	-	-	450,00
(UF)	8,97%	0,64	1,34	1,50	1,68	31,88
(US$)	4,88%	-	52,28	52,28	52,28	444,12
(CLP/UF con swap a US$)	4,50%	-	17,32	17,32	17,32	147,08
(US$)	6,31%					500,96
(Col$)	4,06%	-	10,22	-	-	-
Tasa Flotante						
(US$)	Libor + 1.45% - 2.10%	20,56	58,21	60,45	62,79	778,17
(US$)	Libor + 3.20% - 3.50%	-	-	-	-	125,24
(Col$)	IPC + 5.5%	-	2,44	2,78	3,06	45,47
(US$)	Libor + Spread	25,00	-	-	-	-
Total		**46,20**	**157,46**	**174,53**	**152,79**	**3.439,88**



Cabe señalar que el bono subordinado emitido en diciembre de 2013 por un total de MUS$450.000 con plazo de 60 años, tiene una tasa de interés fija de 8,375% hasta que se cumplan 5,5 años desde la emisión. A partir de ese período, la tasa de interés se recalcula en base a la tasa swap de 5 años publicada por Bloomberg más un Spread acordado y posteriormente se recalculará, en base a estas mismas condiciones, cada 5 años hasta el vencimiento de la deuda.

Durante el mes de junio y tal como se ha informado en el Hecho Esencial GG 017/2017 de fecha 31 de julio de 2017, Alto Maipo SpA ("Alto Maipo") puso término a uno de los contratos de construcción del Proyecto,

celebrado con la empresa Constructora Nuevo Maipo S.A. ("CNM"), debido a los incumplimientos del contratista. El término de este con CNM ha producido un evento de default técnico bajo los contratos de financiamiento por lo cual, el esquema de pago de las deudas del mencionado proyecto puede verse sujeto a modificaciones. Para mayor información, referirse a Nota 30 de los presentes Estados Financieros.

Cabe destacar que un importante porcentaje de estas deudas tiene swap de tasa.

7.2. Riesgos operacionales

Los riesgos operacionales se relacionan con la posibilidad de fallas o deficiencias futuras que pueden obstaculizar los objetivos estratégicos, operativos y/o financieros de la Compañía.

7.2.1. Hidrología

Las operaciones de AES Gener en el SIC y en Colombia pueden verse afectadas por las condiciones hidrológicas, dado que la hidrología es un factor clave para la determinación de precios y, en consecuencia, el despacho de las centrales en ambos sistemas. La Compañía usa modelos estadísticos propios para evaluar los riesgos relacionados con sus compromisos contractuales, y en términos generales la estrategia comercial en Chile es contratar a largo plazo la energía de sus centrales eficientes, reservando así las otras unidades de mayor costo para respaldo. Por su parte, en Colombia, la estrategia comercial es optimizar el uso del embalse con el objetivo general de contratar en promedio 75% de la generación esperada.

Actualmente, la generación de las centrales eficientes de AES Gener en el SIC se encuentra equilibrada con el volumen contratado, lo cual mitiga en gran parte la exposición a las variaciones hidrológicas y, adicionalmente, la Compañía cuenta con centrales de respaldo que limitan la máxima exposición.

7.2.2. Suministro de gas

Las centrales de ciclo combinado en Chile, incluyendo la central Nueva Renca de Eléctrica Santiago, actualmente operan alternativamente con diésel o GNL. Eléctrica Santiago no cuenta con contrato de largo plazo para la obtención de GNL y adquiere este combustible en el mercado spot o mediante acuerdos de corto plazo, según las proyecciones de despacho. En Argentina, Termoandes posee contratos de suministro de gas natural con productores argentinos y se estima que en caso de posibles restricciones de suministro, Termoandes dispone de ciertas alternativas para mitigar los efectos de interrupciones en el suministro de gas, las cuales incluyen mecanismos de indexación de precios de contrato, compras spot de gas y respaldo de otras generadoras.

7.2.3. Fallas operacionales y mantenimientos

Las fallas operacionales, mantenimientos programados o no programados que afecten la disponibilidad de nuestras centrales eficientes, podrían tener un efecto adverso en los resultados de la Compañía.

A pesar de que la Compañía realiza regularmente mantenimientos y mejoras operacionales a sus centrales para garantizar la disponibilidad comercial de todas ellas y mantiene vigentes pólizas de seguros operacionales, eventualmente podrían presentarse fallas que resulten en indisponibilidad comercial. Un período significativo de indisponibilidad en las plantas eficientes de la Compañía, ya sea por fallas operacionales o mantenimientos (programados o no programados) podría significar, en algunos escenarios hidrológicos, que el cumplimiento de nuestros contratos de suministro se realice a través de la operación de centrales de respaldo más caras o comprando energía en el mercado spot, condiciones que podrían aumentar los costos operacionales, afectando negativamente nuestros resultados. En el SIC, la exposición máxima a este riesgo se ve limitada por los costos variables de nuestras centrales de respaldo.

7.2.4. Proyectos en construcción

La ejecución de proyectos en desarrollo se encuentra condicionada a numerosos factores que podrían diferir de lo originalmente presupuestado. Estos incluyen eventuales incrementos en costos de construcción o inversión adicional en equipos, potenciales atrasos, acceso a mano de obra calificada, costos asociados al financiamiento y eventuales demoras o dificultades en los procesos de autorizaciones y permisos reglamentarios, incluyendo potenciales juicios o litigios. Cabe señalar que el adecuado desarrollo de un proyecto involucra la realización de inversiones en diversos aspectos como por ejemplo, estudios, servidumbres, preparación de terrenos y construcción de caminos, entre otros, antes de la aprobación y ejecución final del proyecto.

Actualmente, los proyectos eléctricos enfrentan una alta oposición por parte de grupos organizados o la comunidad cercana a ellos. No se puede asegurar que la construcción de los proyectos no se vea afectada por esta oposición. AES Gener, en su interés por ser un buen vecino y a través de su Política de Relacionamiento con las Comunidades, trabaja para ser localmente respetada y ser valorada por su buen desempeño económico, social y ambiental y por su contribución al desarrollo sostenible de las comunidades en las que se encuentra inserta.

7.2.5. Riesgo de desacople

Dadas ciertas restricciones de transmisión en Chile debido a la concentración de centrales de energía renovables, se pueden producir diferencias entre los precios de inyección y de retiro (desacoples) que deben ser asumidos por el generador, afectando los márgenes operacionales de la Compañía. Actualmente, existen contratos de suministro de energía en los que no se puede traspasar este riesgo, sin embargo, en nuevos contratos con clientes libres se están negociando cláusulas de traspaso para mitigarlo.

7.3. Riesgo Regulatorio

AES Gener, sus subsidiarias y asociadas se encuentran sujetas a la regulación vigente en los países en que operan, los que pueden abarcar diversos aspectos del negocio. El riesgo regulatorio se relaciona a potenciales cambios en la legislación vigente que pudieran afectar adversamente los resultados de la Compañía.

7.3.1. Marco Regulatorio

Como empresas de generación eléctrica, AES Gener, sus subsidiarias y asociadas están sujetas a regulación relativa a diversos aspectos del negocio. El marco regulatorio actual que rige a las empresas de suministro de electricidad ha estado vigente en Chile desde 1982 y en Colombia desde 1994.

A partir del 1 de enero de 2017, entra en vigencia la medición de emisiones CO2, NOx, SOx y MP para efectos del cálculo del impuesto a las emisiones de fuentes fijas conformadas por calderas o turbinas que, individual o conjuntamente, sumen una potencia térmica superior o igual a 50 MWT. En el caso de las emisiones de CO2, el impuesto corresponde a USD$5 por tonelada emitida. Para efectos de determinar el impuesto a pagar, la Superintendencia de Medioambiente certificará en marzo de cada año las emisiones de cada contribuyente en el año calendario anterior. El primer pago de este impuesto tendrá ocasión en abril 2018 por las emisiones correspondientes al año 2017. Gran parte de los contratos de venta de energía de la Compañía contienen cláusulas que permiten ajustar los contratos para incorporar el mayor costo que implica nuevos tributos, lo que mitiga el efecto negativo de este último impuesto

En tanto en Argentina, con fecha 2 de febrero de 2017 se publicó en el boletín oficial la Resolución 19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica de Argentina. La misma modifica el esquema de remuneración de energía y potencia a los generadores incluidos en la Resolución S.E. 95/2013 y sus modificatorias. En el caso de Termoandes incluye la potencia y energía no comprometida en los contratos de Energía Plus. A partir de esta resolución los precios se fijan en dólares estadounidenses y serán convertidos en pesos a la tasa de cambio del

cierre del mes de la transacción correspondiente. A partir de la transacción del mes de noviembre de 2017, los dólares estadounidenses serán convertidos en pesos al tipo de cambio del momento del pago. Todos los conceptos determinados en la resolución serán abonados a la fecha de vencimiento de la transacción económica de cada mes, por lo que ya no habrá conceptos retenidos.

Adicionalmente, durante el mes de febrero de 2017 el ENRE llevo a cabo la Revisión tarifaria Integral (RTI) del sistema de transporte de energía eléctrica, fijando nuevas tarifas para los usuarios de los sistemas de transporte de alta tensión y transporte por distribución troncal, afectando a la subsidiaria Termoandes.

En Colombia durante el primer trimestre 2017 se promulgaron algunos desarrollos regulatorios que pueden tener incidencia en la actividad comercial y que relacionamos a continuación: i) Resolución CREG 001-2017 Donde se adiciona al reglamento de Operación Sector Gas Natural y se indica la información que el gestor del mercado recopilará, verificará, publicará y conservará del mercado mayorista de gas natural, ii) Resolución CREG 005-2017 Inclusión de aspectos Comerciales del Mercado Mayorista de Gas Natural con relación a Contratos Firmes Bimestrales, iii) Resolución CREG017-2017 Por la cual se aprueba una Subasta de Reconfiguración de Venta para el Período 2017 – 2018, asociada al Cargo por Confiabilidad, iv) Resolución CREG 019-2017 Nueva Propuesta de Metodología de Remuneración para el sector de distribución de energía, v) Resolución CREG 025-2017 Propuesta para modificación de la Tarifa de Venta en Bloque e indexación con la cual se calculan las transferencias del sector eléctrico por concepto de afectación al medio ambiente (Ley 99 de 1993), vi) Resolución CREG026-2017 Propuesta por la cual se establece un procedimiento especial y complementario que se debe seguir para la ejecución de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural mediante procesos de selección para el desarrollo de una Infraestructura de Regasificación como proyecto identificado en el plan de abastecimiento de gas natural 2017", vii) Resolución CREG036-2017 Por la cual se establecen reglas adicionales para garantizar la atención segura y confiable de la demanda en cumplimiento del Código de Operación y está dirigida a flexibilizar la Configuración de las Plantas de Generación en casos que el despacho operativo de generación lo requiera, viii) Resolución CREG041-2017 Por la cual se establecen disposiciones transitorias para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica en el Departamento de Putumayo, lo cual permite flexibilizar el Registro de Fronteras de Comercialización. ix) En el primer trimestre del año se han realizado muchos seminarios y foros tendientes a analizar la adopción de una política energética para la promoción de fuentes no convencionales de energía renovable. Las alternativas para la entrada de estas fuentes renovables se están asociando al desarrollo de nuevos esquemas de contratación que le den opciones diferentes al tradicional cargo por confiabilidad.

En el segundo trimestre de 2017 se han presentado otros desarrollos regulatorios y los más destacados fueron los siguientes: i) Resolución CREG 036-2017 Por la cual se establecen reglas adicionales para garantizar la atención segura y confiable de la demanda y en la cual el Centro Nacional de Despacho acordara con el agente el uso de una configuración diferente a la declarada por un agente generador para garantizar la atención segura y confiable de la demanda, ii) Resolución CREG 043-2017 Proyecto de resolución mediante el cual se establece el protocolo operativo que deberán seguir los productores – comercializadores, los comercializadores de gas importado, los transportadores de gas natural, y todas aquellas partes involucradas en los siguientes eventos: i) Insalvables restricciones en la oferta de gas natural, ii) Situaciones de grave emergencia no transitorias, y iii) Racionamientos programados, iii) Resolución CREG 056-2017 Teniendo en cuenta la diversificación en las fuentes utilizadas para la generación de energía, se considera necesario precisar algunos aspectos relacionados con las garantías que deben otorgar los generadores para hacerlas más generales y también se hace necesario flexibilizar la exigencia de que la capacidad de transporte no pueda transferirse a un proyecto diferente al presentado inicialmente para obtener el visto bueno de la UPME, iv) Resolución CREG 060-2017 Se realizan ajustes a la resolución CREG 089-2013 que trata de las disposiciones relacionadas con los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural en especial a las aplicables a las negociaciones del suministro y del transporte del gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el mercado primario y en el mercado secundario, v) El regulador sigue en análisis internos para poder presentar al mercado las propuestas regulatorias previstas en la agenda 2017 en especial las relacionadas con ajustes al cargo por confiabilidad, esquemas de contratación estandarizada y promoción de fuentes renovables de energía.

En el tercer trimestre de 2017 se han presentado otros desarrollos regulatorios y los más destacados fueron los siguientes: i) Resolución CREG140-2017 donde se modifica la Resolución CREG 071 de 2006 en lo referente al Precio de Escasez asociado al Cargo por Confiabilidad, ii) Resolución CREG 131-2017 donde se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general por la cual se señala el porcentaje de la contribución que deben pagar las entidades sometidas a la regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el año 2017 además de otras disposiciones", iii) Resolución CREG 122-2017 establece que para el cálculo de la capacidad de respaldo de las operaciones en el mercado - CROM se permitirá que agentes que, después del 31 de diciembre de 2014 hayan hecho capitalizaciones en sus empresas, podrán solicitar al administrador del mercado ASIC que el valor del patrimonio transaccional sea ajustado. Este valor se actualizará a la fecha de cálculo utilizando el cambio porcentual del índice de precios al consumidor, IPC, considerando el corte del reporte de información financiera utilizado para hacer el ajuste, iv) Resolución CREG 121-2017 en donde se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional, v) Resolución CREG 120-114-105-100-081 2017 en donde se establecer varios ajustes a la resolución CREG 089 de 2013 por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural, vi) Resolución CREG 110-111-2017 en donde se realizan ajustes a la Resolución CREG 243 de 2016 que define la ENFICC de plantas solares fotovoltaicas y se da un tiempo adicional para que el Consejo Nacional de Operación, CNO, diseñe un protocolo para verificación y medición de series históricas de irradiación solar horizontal y temperatura ambiente y vii) Resolución CREG107-2017 la cual tiene por objeto establecer los mecanismos centralizados dentro de los cuales se debe adelantar la ejecución de proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, o del plan transitorio de abastecimiento de gas natural, adoptado por el Ministerio de Minas y Energía. Adicionalmente el regulador emitió bajo la Circular CREG 055 los ajustes a la agenda regulatoria del último trimestre del año 2017, dejando pendientes por emitir aspectos como ajustes al esquema de asignación administrada del cargo por confiabilidad, esquemas de contratación estandarizada y promoción de fuentes renovables de energía.

No se puede garantizar que las leyes o normas de los países en que se opera o se tienen inversiones no serán modificadas, o no serán interpretadas en una manera que podría afectar a la Compañía en forma adversa o que las autoridades gubernamentales otorguen efectivamente cualquier autorización solicitada. AES Gener participa activamente en el desarrollo del marco regulatorio, haciendo comentarios y propuestas a los proyectos de ley presentados por las autoridades.

7.3.2. Regulación Ambiental

AES Gener, sus subsidiarias y asociadas también están sujetas a normas ambientales en todos los países en que operan, las que, entre otros, exigen realizar evaluaciones de impacto ambiental para obtener los permisos ambientales reglamentarios previo al cambio de procedimientos operacionales que tengan impactos ambientales no evaluados o nuevos proyectos. AES Gener no puede garantizar que las autoridades gubernamentales otorguen las autorizaciones ambientales que se soliciten.

Nuevas regulaciones ambientales cada vez más exigentes están continuamente bajo desarrollo, las cuales pueden modificar las operaciones y/o requerir inversiones adicionales para cumplir con dicha regulación.

El 4 de Octubre de 2017 se publicó en Boletín Oficial la Resolución Exenta 868, del Ministerio de Medio Ambiente, la cual Aprueba el Anteproyecto Revisión Norma Calidad Primaria para Material Particulado Respirable MP10, y lo somete a Consulta Pública durante 60 días hábiles. En su versión actual, el Anteproyecto no introduce cambios significativos con respecto a la normativa vigente.

En Chile, nuevos planes de Prevención y Descontaminación Ambiental (para las Comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví, y para la Región Metropolitana) desarrollados por la autoridad se encuentran en fase de aprobación, y se espera sean promulgados durante el cuarto trimestre de 2017. Estos planes fueron dados a

conocer públicamente y tuvieron instancias de participación formal a través del mecanismo de Participación Ciudadana, del cual la Compañía fue parte. Los borradores públicos a los que se ha tenido acceso indicarían que es posible que la Compañía requiera adecuaciones operacionales e inversiones para cumplir con las nuevas exigencias.

El 30 de Agosto de 2017 fue promulgado y entró en vigencia el Decreto 38/2017, el cual establece un nuevo Plan de Prevención de Contaminación Atmosférica para la Localidad de Huasco y su Zona Circundante (el "Plan de Prevención"). El Plan de Prevención establece requerimientos adicionales para el control de emisiones de Material Particulado ("MP"), siendo las principales: (1) mantener las emisiones de MP por chimenea bajo 30 mg/m3N para cada chimenea, y bajo 730 ton/año como emisiones totales de todas las chimeneas, (2) reducir la emisiones de MP en los puntos de transferencias de carbón y en las correas de transporte de carbón, (3) pavimentar el camino de accesos al depósito de ceniza, y, (4) el barrido o aspirado del MP material particulado que cae producto del transporte de materiales, la acción del viento o el tránsito de vehículos. El primer requerimiento es efectivo a partir del 1° de enero de 2018, en tanto que los planes de acción de los requerimientos 2, 3 y 4 deben ser definidos y detallados en un "Plan de Control Integral", el cual debe ser preparado por la empresa y enviado para aprobación de la autoridad en el plazo de 6 meses a contar de la entrada en vigencia del Decreto, y con un plazo de ejecución máximo de 3 años. El desempeño y resultado del Plan de Prevención será evaluado al cabo de cinco años contados desde la entrada en vigencia del Decreto.

7.3.3. Regulación Tributaria

AES Gener y sus subsidiarias se encuentran sujetas a la normativa tributaria vigente en cada país donde operan. Las modificaciones a las leyes o tasas impositivas tienen un efecto directo en resultados.

La reforma tributaria chilena se encuentra en plena vigencia a partir del 1 de enero de 2017. La referida reforma incorporó un impuesto a las emisiones de fuentes fijas conformadas por calderas o turbinas que, individual o conjuntamente, sumen una potencia térmica superior o igual a 50 MWT. En el caso de las emisiones de CO2, el impuesto corresponde a USD$5 por tonelada emitida. Para efectos de determinar el impuesto a pagar, la Superintendencia de Medioambiente certificará en marzo de cada año las emisiones de cada contribuyente en el año calendario anterior. El primer pago de este impuesto tendrá ocasión en abril 2018 por las emisiones correspondientes al año 2017. Gran parte de los contratos de venta de energía de la Compañía contienen cláusulas que permiten ajustar los contratos para incorporar el mayor costo que implica nuevos tributos, lo que mitiga el efecto negativo de este último impuesto.

En Colombia, con fecha 1 de enero de 2017, entró en vigencia la reforma tributaria estructural, que en términos generales unifica el impuesto a las empresas, disminuye la tasa corporativa, elimina el impuesto CREE y establece una sobre tasa de impuesto transitoria de 6% y 4% para los años 2017 y 2018 respectivamente, bajando así gradualmente el impuesto corporativo, desde 40% en 2017 hasta un 33% a partir de 2019 en adelante. Asimismo, la nueva normativa tributaria grava la distribución de dividendos con una tasa del 10%, establece una nueva regulación anti elusión, grava con IVA nuevas actividades, entre otras modificaciones. En lo que respecta a AES Gener, la nueva ley reduce la carga tributaria en consideración a la disminución de la tasa del impuesto corporativo y al hecho de no estar afecto al nuevo impuesto a la distribución de dividendos, por cuanto en aplicación del art. 10 del Convenio para evitar la Doble Tributación entre Chile y Colombia, este impuesto no le resulta aplicable. Cabe señalar además que la ley confirma que la energía eléctrica no tendría la calidad de bien, por lo que su venta no estaría afecta a IVA.

En Argentina, con fecha 23 de julio 2016 entró en vigencia una nueva ley que incluye reformas tributarias. Entre las más relevantes se encuentra la eliminación del 10% de impuesto a la distribución de dividendos, la reducción de la tasa a los impuestos personales del 0,5% a 0,25%; y la eliminación del impuesto mínimo presunto a partir del 1 de enero de 2019.

8. Anexo Guacolda Energía S.A. (Ex Empresa Eléctrica Guacolda S.A.)

8.1 Resumen Estados Financieros

8.1.1. Tabla de resultados

Cabe señalar que el presente informe, así como los que se elaboren para futuros trimestres, contiene información de corte tanto acumulado al 30 de septiembre 2017, como también trimestral, a fin de entregar a los usuarios de este reporte, mejores herramientas para el análisis del desempeño operacional y económico de la Compañía. Tanto en los cuadros, tablas, como también en los párrafos de análisis que aquí se incluyen, se expresará claramente cuál de los dos horizontes de análisis se estén empleando.

	Acumulado			Trimestral		
Resultados (MUS$)	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var %**
Ingresos de actividades ordinarias						
Ventas por contrato	313.322	254.895	23%	112.425	88.200	27%
Ventas spot	-	5.730	-100%	-	470	-100%
Otros ingresos	45.277	27.383	65%	14.860	11.780	26%
Total ingresos de actividades ordinarias	**358.599**	**288.008**	**25%**	**127.285**	**100.450**	**27%**
Costos de venta						
Costo de combustible	(81.966)	(83.192)	-1%	(27.752)	(26.002)	7%
Compras de energía y potencia	(60.726)	(17.399)	249%	(22.332)	(8.144)	174%
Costos de transmisión	(37.836)	(24.757)	53%	(13.094)	(9.276)	41%
Otros costos de venta	(53.201)	(40.159)	32%	(16.137)	(12.450)	30%
Depreciación	(55.172)	(51.928)	6%	(18.023)	(18.250)	-1%
Total costos de venta	**(288.901)**	**(217.435)**	**33%**	**(97.338)**	**(74.122)**	**31%**
Ganancia bruta	**69.698**	**70.573**	**-1%**	**29.947**	**26.328**	**14%**
Gastos de administración	(11.501)	(10.225)	12%	(4.307)	(3.516)	22%
EBITDA	**113.369**	**112.276**	**1%**	**43.663**	**41.062**	**6%**
Ingresos Financieros	565	358	58%	184	162	14%
Gastos Financieros	(27.225)	(33.153)	-18%	(8.942)	(11.056)	-19%
Otras Ganancias (perdidas)	(708)	(654)	8%	(252)	(289)	-13%
Diferencia de Cambio	1.197	324	269%	3.034	(496)	-712%
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**32.026**	**27.223**	**18%**	**19.664**	**11.133**	**77%**
Impuesto a las ganancias	(9.933)	(7.497)	32%	(5.358)	(3.207)	67%
Ganancia (pérdida)	**22.093**	**19.726**	**12%**	**14.306**	**7.926**	**80%**

8.1.2. Margen Bruto

La ganancia bruta durante el trimestre, al 30 de septiembre de 2017, aumentó en MUS$3.619 respecto a igual periodo del 2016, la que se explica principalmente por mayores venta de contrato por MUS$24.225 asociado principalmente a nuevos clientes, compensado parcialmente por mayores costos por compra de energía por MS$14.188 equivalentes a 197 GWh asociado principalmente a la menor generación registrada en el trimestre por 211 GWh. Asimismo, destaca el incremento en un 30% en otros costos de ventas productivo, asociado principalmente a costos por impuesto verde.

La siguiente tabla muestra la distribución en las ventas y compras físicas de energía al 30 de Septiembre de 2017 y 2016.

	Acumulado			Trimestral		
Energía (GWh)	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var. %**	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Var. %**
Generación						
Termo	**2.474**	**3.397**	**-27%**	**870**	**1.081**	**-20%**
Compras						
Spot	672	0	100%	195	0	100%
Otros generadores	12	13	-8%	9	7	29%
Total Compras	**684**	**13**	**5162%**	**204**	**7**	**2814%**
Utilidad/(Perdidas)	4	3	0%	4	3	0%
Ventas						
Distribuidoras	592	658	-10%	212	225	-6%
Clientes libres	2.570	2.179	18%	866	750	15%
Spot	0	576	-100%	0	116	-100%
Total Ventas	**3.162**	**3.413**	**-7%**	**1.078**	**1.091**	**-1%**

Principales variaciones entre el tercer trimestre 2017 y 2016

Al 30 de septiembre 2017, el aumento de 103 GWh u 11% en las ventas por contrato está asociado principalmente a nuevos contratos con clientes industriales y un incremento asociado a la mayor demanda de los contratos existentes.

Es importante mencionar la disminución en la generación eficiente de las centrales de Guacolda, las cuales presentan una disminución a nivel físico de 211 GWh, explicada principalmente por menor despacho debido a desacoples en las líneas de transmisión y al incremento en la oferta de energía renovable en el Norte Chico. Lo anterior explica tanto el incremento en las compras de energía y potencia por MUS$14.188, asociado a mayores compras físicas de 197 GWh, como la reducción en la venta spot por MUS$470.

El incremento en los otros costos de venta por MUS$3.687 se explica principalmente por un incremento en los costos asociado a devengo de los impuestos verdes, los cuales serán pagados a partir de abril de 2018. Asimismo, el incremento en los otros ingresos por MUS$3.079 se debe principalmente a mayores ingresos por transmisión.

8.1.3 EBITDA

La variación a nivel de EBITDA entre ambos trimestres, se explica principalmente por la baja en el margen bruto detallado anteriormente.

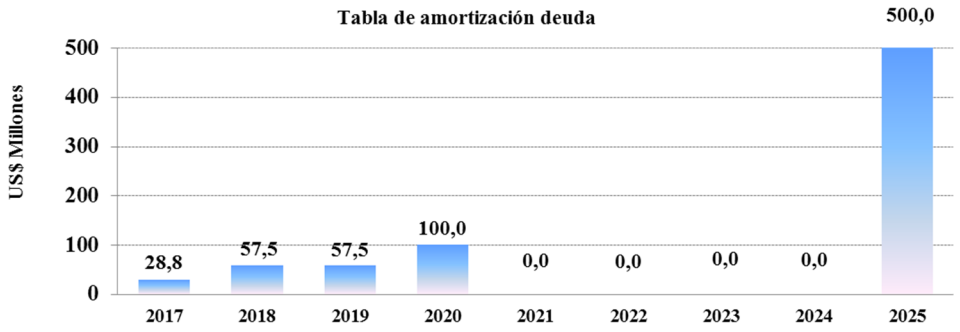
	Acumulado			Trimestral		
	Septiembre 2017	Septiembre 2016	Var %	Septiembre 2017	Septiembre 2016	Var %
EBITDA						
Margen Bruto	69.698	70.573	-1%	29.947	26.328	14%
Depreciación	(55.172)	(51.928)	6%	(18.023)	(18.250)	-1%
EBITDA operacional	**124.870**	**122.501**	**2%**	**47.970**	**44.578**	**8%**
Gastos Administración y ventas	(11.501)	(10.225)	12%	(4.307)	(3.516)	22%
TOTAL EBITDA	**113.369**	**112.276**	**1%**	**43.663**	**41.062**	**6%**

8.1.4 Gasto Financiero

La disminución en los gastos financieros por MUS$2.114 se explica principalmente por menores costos por derivados además de menores efectos asociadas a amortización de otras reservas.

8.1.5 Deuda Financiera

El total de la deuda financiera es por MUS$743.800 a Septiembre del 2017, los cuales MUS$500.000 corresponde a un Bono Senior 144A/Reg S en USD y MUS$243.800 a un prestamos en USD con bancos internacionales.



8.2 Datos Balance

	Septiembre 2017	Diciembre 2016	Var %
Total Activos Corrientes	250.709	153.285	64%
Total Activos No Corrientes	1.547.829	1.600.890	-3%
Total Activos	**1.798.538**	**1.754.175**	**3%**
Otros pasivos corrientes	154.766	122.154	27%
Otros pasivos no corrientes	760.083	773.663	-2%
Total Patrimonio Neto Atribuible a los tenedores	883.689	858.358	3%
Total Pasivos	**1.798.538**	**1.754.175**	**3%**

El activo corriente presentó una variación positiva de MUS$97.424 explicada principalmente por un aumento en el efectivo y equivalente al efectivo por MUS$83.113.

El activo no corriente presentó una variación negativa de MUS$53.061 explicada principalmente por una disminución en las propiedades, plantas y equipos asociada principalmente a depreciación del período.

Los pasivos corrientes aumentaron en MUS$32.612 explicado principalmente por un incremento en las cuentas por pagar comerciales por MUS$17.491 y en las cuentas por pagar con empresas relacionadas por MUS$10.770, incrementos asociados a mayores de compras de energía y mayores compras de carbón.

Los pasivos no corrientes disminuyeron en MUS$13.580, explicado por la disminución en los pasivos financieros por MUS$28.717 asociado a pagos de capital efectuado en el período 2017, compensado parcialmente por mayor pasivo por impuesto diferido por MUS$12.958.

9. Anexo Empresa Eléctrica Angamos S.A.

9.1 Resumen Estados Financieros

9.1.1 Tabla de resultados

Cabe señalar que el presente informe, así como los que se elaboren para futuros trimestres, contiene información de corte tanto acumulado al 30 de Septiembre 2017, como también trimestral, a fin de entregar a los usuarios de este reporte, mejores herramientas para el análisis del desempeño operacional y económico de la Compañía. Tanto en los cuadros, tablas, como también en los párrafos de análisis que aquí se incluyen, se expresará claramente cuál de los dos horizontes de análisis se estén empleando.

	Acumulado			Trimestral		
Resultado (MUS$)	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Variación %**	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Variación %**
Ingresos de actividades ordinarias						
Ventas por contrato	196.686	187.578	5%	72.668	53.082	37%
Ventas spot energia y potencia	39.675	33.962	17%	5.792	20.217	-71%
Otros ingresos	12.117	3.226	276%	4.017	(183)	-2295%
Total ingresos de actividades ordinarias	**248.478**	**224.766**	**11%**	**82.477**	**73.116**	**13%**
Costos de venta						
Costo de combustible	(93.414)	(71.965)	30%	(31.756)	(23.504)	35%
Compras de energía y potencia	(14.387)	(18.955)	-24%	(6.057)	(5.917)	2%
Costos uso de transmisión	(9.269)	(2.135)	334%	(2.899)	(394)	636%
Costo de venta productivo y otros	(53.321)	(31.568)	69%	(18.260)	(8.041)	127%
Depreciación	(36.540)	(36.791)	-1%	(12.204)	(12.373)	-1%
Total costos de venta	**(206.931)**	**(161.414)**	**28%**	**(71.176)**	**(50.229)**	**42%**
Ganancia bruta	**41.547**	**63.352**	**-34%**	**11.301**	**22.887**	**-51%**
Gastos de administración	(3.653)	(5.916)	-38%	(997)	(2.426)	-59%
EBITDA	75.438	95.643	**-21%**	22.848	33.312	**-31%**
Ingresos Financieros	14.404	10.302	40%	5.150	3.820	35%
Costos Financieros	(32.785)	(32.589)	1%	(10.936)	(10.949)	0%
Otras ganancias (pérdidas)	55	7.943	-99%	306	243	26%
Diferencias de cambio	(1.309)	(123)	964%	(468)	306	-253%
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**18.259**	**42.970**	**833%**	**4.356**	**13.881**	**-302%**
Impuesto a las ganancias	(4.928)	(10.638)	-54%	(1.526)	(3.939)	-61%
Ganancia (pérdida)	**13.331**	**32.332**	**-59%**	**2.830**	**9.942**	**-72%**

9.1.2 Margen Bruto

A nivel acumulado al 30 de Septiembre de 2017, la disminución de MU$21.805 en la ganancia bruta comparada con igual periodo del 2016 se explica principalmente por un incremento en los costos de venta productivo de un 69% asociado a los "Impuestos Verdes" registrados en 2017 los cuales ascienden a MU$10.593 cuya exigencia es a partir de abril de 2018, adicionalmente un aumento en los costos de mantenimiento de las U1y U2 que ascendieron a 20 y 29 días respectivamente por un monto total aproximado de MU$3.700, por otra parte tenemos un aumento total aproximado de MU$7.600 en los management fee cobrados por Gener y otros costos relacionados con los combustibles por un monto total aproximado de MU$4.500 compensado por MU$8.891 generado por mayores ingresos relacionados a los servicios complementarios cobrados a Cochrane.

A nivel trimestral podemos ver que la disminución de MUS$11.586 en la ganancia bruta que se explica principalmente por un aumento de un 127% de los costos de venta productivos asociados a los "Impuestos Verdes" por MU$3.871, aumento en los costos e mantenimientos por un total aproximado de MU$1.800, un aumento aproximado de MU$2.600 en los management fee cobrados a Gener, y otros costos relacionados con los combustibles por un valor de MU$6.700 aproximadamente, todo esto compensado por MU$4.200 de mayores ingresos por servicios complementarios cobrados a Cochrane .

La siguiente tabla muestra distribución de las ventas y compras físicas de energía al 30 de septiembre de 2017 y 2016.

	Acumulado			Trimestral		
Energía (GWh)	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Variación %**	**Septiembre 2017**	**Septiembre 2016**	**Variación %**
Generación						
Termo (Coal)	**2.563**	**2.913**	**-12%**	**897**	**977**	**-8%**
Compras	-	-		-	-	
Ventas						
Clientes Libres	2.012	2.352	-14%	780	781	0%
Ventas Spot	170	334	-49%	68	119	-43%
Spot Redireccionamiento	381	227	68%	49	77	-36%
Total Ventas	**2.563**	**2.913**	**-12%**	**897**	**977**	**-8%**

A nivel acumulado podemos observar una disminución en la generación producto de los mantenimientos de la U1 y U2 por 20 y 29 días respectivamente, lo cual genera una disminución en las ventas físicas tanto en contratos como de mercado.

9.1.3 EBITDA

Tanto a nivel acumulado como trimestral a Septiembre del 2017 comparado con igual periodo anterior podemos observar una disminución que es explicado por un menor margen bruto desglosado anteriormente.

9.1.4 Resultado Financiero e Impuesto a la Renta

A nivel acumulado el resultado financiero experimentó una disminución de MU$5.167 producto de un aumento de MU$4.102 por los intereses de los préstamos con AES Gener, lo cual esta compensado por una disminución de MU$7.888 en otras ganancias (pérdidas) producto del refinanciamiento de la deuda de los bonos ejecutados en Abril del 2016.

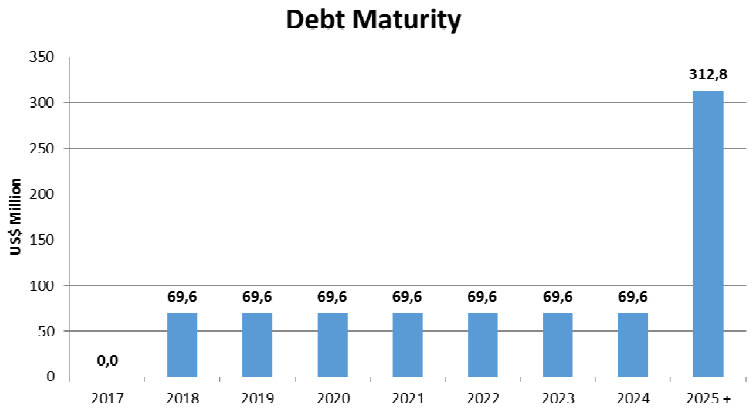
A nivel trimestral la explicación de las variaciones son coincidentes con el párrafo anterior.

Finalmente, el impuesto a las ganancias tuvo una disminución debido a que las utilidades comparadas con igual periodo del año anterior tanto acumulada y trimestralmente, son menores debido a una disminución en el margen bruto descrito anteriormente.

9.1.5 Deuda Financiera

El total de la deuda financiera es de MU$800.000 a Septiembre del 2017, de los cuales MU$601.000 en bonos de denominación USD y MU$199.000 con préstamos en moneda local y con bancos locales.

Al 30 de Septiembre de 2017, el 100% de la deuda financiera de Eléctrica Angamos tiene una tasa fija y está denominada en Dólares de Estados Unidos, cuando se consideran los Cross Currency Swaps con el 100% de los préstamos bancarios nocionales.



9.2. Datos del Balance

	Septiembre 2017	Diciembre 2016	
Total Activos, Corriente	144.812	107.330	35%
Total Activos, No Corrientes	1.303.651	1.264.362	3%
Total Activos	**1.448.463**	**1.371.692**	**6%**
Total Pasivos, Corrientes	128.739	47.381	172%
Total Pasivos, No Corrientes	859.700	878.377	-2%
Total Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedor	460.024	445.934	3%
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**1.448.463**	**1.371.692**	**6%**

A nivel total los Activos Corrientes muestran un incremento que se explica principalmente al periodo de cobrabilidad de los clientes, mayores compras de carbón y un incremento en las cuentas por cobrar relacionadas, producto los intereses por préstamos cobrados a Gener.

En caso de los pasivos corrientes el incremento obedece a la reclasificación del largo al corto plazo de la porción de la capital de la deuda financiera con vencimiento en Mayo del 2018 y un incremento en las cuentas por pagar relacionadas, por compras de combustible.

En cuanto al patrimonio el aumento se explica por el resultado del ejercicio a Septiembre 2017.