ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

RESULTADOS DE AES GENER S.A. AL 30 de JUNIO de 2016

1. Resumen del período

Al 30 de junio de 2016, AES Gener S.A. (en adelante, AES Gener o la Compañía), registró una utilidad de MUS$108.317, 30% mayor a la utilidad de MUS$83.265 registrada al cierre del mismo período del año anterior. En tanto, el EBITDA fue de MUS$344.679, 11% superior al EBITDA de MUS$310.391 registrado en el período finalizado a junio de 2015. La variación del EBITDA está fundamentalmente explicada por el mejor desempeño de las operaciones en Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Interconectado Central (SIC) y Argentina (SADI), compensado por la menor ganancia bruta en Colombia (SIN).

En lo operacional, la ganancia bruta al 30 de junio de 2016 fue MUS$271.737, lo que representa una variación positiva de 11% comparado con lo registrado al cierre del mismo período del año anterior de MUS$245.833. La variación en la ganancia bruta, entre los primeros seis meses de 2016 y 2015, está explicada principalmente por la variación de la Ganancia Bruta en los distintos mercados en los que AES Gener S.A. opera de acuerdo al siguiente detalle:

- En el SIC: la variación positiva de la ganancia bruta de MUS$8.619 obedece principalmente a mayores ventas físicas a Clientes no Regulados y a la mayor generación eficiente de las centrales en el SIC. Adicionalmente, AES Gener realizó mayores ventas en el mercado Spot como consecuencia de la mayor generación con Gas Natural de la central Nueva Renca. Estos efectos positivos se vieron compensados parcialmente por la pérdida de los márgenes del acuerdo de arriendo de esta última central ejecutado en el primer semestre de 2015.

- En el SING: el aumento de MUS$33.087 corresponde principalmente al mayor margen asociado a ventas a clientes no regulados producto del vencimiento de contratos antiguos y el inicio de nuevos contratos en Norgener. A su vez, contribuyeron positivamente las mayores ventas físicas a clientes no regulados y las exportaciones de energía.

- En el SADI: el incremento de MUS$11.208 se debe mayoritariamente a los cambios regulatorios ocurridos a fines de 2015 para las ventas de las turbinas de gas de la central Termoandes al Mercado Spot parcialmente compensado por menores ventas físicas a contratos bajo la modalidad Energía Plus.

- En el SIN, la variación fue negativa en MUS$27.011 como consecuencia del impacto negativo de la variación del tipo de cambio, a las menores ventas a Clientes y a los mayores precios spot asociados a las compras de energía de Chivor.

Dentro del resultado no operacional, se destacan las variaciones negativas en costo financiero de MUS$5.104 debido principalmente al aumento de deuda corporativa y en otras ganancias (pérdidas) de MUS$1.455 debido principalmente a mayores pérdidas por retiros de activo fijo registradas en el período 2016 además de dividendos recibidos en el año 2015 de Gasandes Argentina. Este efecto fue parcialmente compensado por menores pérdidas en el rubro gastos de administración por MUS$4.866 debido a disminuciones en los costos asociados al personal, recupero de provisión para deudores incobrables registrado en el año 2016 y menores costos por impuestos al patrimonio en Colombia.

Los principales hitos ocurridos durante 2016 y a la fecha fueron:

- Las centrales de AES Gener, al igual que en 2014 y 2015, continuaron siendo líderes de generación en Chile, contribuyendo con 25% de la generación total del país durante el primer semestre de 2016.

- Durante este semestre, AES Gener ejecutó un acuerdo de suministro de Gas Natural Licuado con ENAP que permitió acceder al suministro de este combustible para de la Central Nueva Renca. Este acuerdo, vigente hasta el 28 de Julio de 2016, permitió incrementar la generación de la Eléctrica Santiago.

- AES Gener S.A. recibió el Premio Carlos Vial Espantoso 2016, reconocimiento que anualmente destaca a empresas que construyen relaciones laborales participativas, basadas en el respeto y la transparencia, impactando positivamente en la sustentabilidad y productividad de la compañía, el desarrollo integral de sus trabajadores y el progreso del país.

- Progreso de proyectos en construcción:

  AES Gener sigue consolidando su segunda etapa de expansión, que incluye una cartera de proyectos de generación de energía eléctrica de diversa tecnología por un total de 1.104 MW, empleando más de 7.500 personas en forma directa. Asimismo, trabaja en el inicio de una nueva línea de negocio como es la desalinización de agua para venta a terceros.

  Durante el segundo trimestre de 2016 se inició la operación comercial de la central hidroeléctrica Tunjita en Colombia, del proyecto solar Andes en el SING y, en los primeros días del mes de Julio de 2016, de la unidad 1 de la Central Cochrane también en el SING.

Proyecto	Capacidad	Tecnología	% de avance al 30/06/2016	Fecha inicio operación
Tunjita	20 Mw	Hidro de pasada	100,0%	30-06-2016
Andes	21 Mw	Solar	100,0%	28-05-2016
Cochrane U-1	266 Mw	Carbón	100,0%	08-07-2016
Cochrane U-2	266 Mw	Carbón	97,8%	Octubre 2016
Alto Maipo	531 Mw	Hidro de pasada	34,0%	2° Sem. 2018/1° Sem. 2019

- En febrero, AES Gener inició la comercialización de energía desde el SING hacia el SADI a través de su línea de transmisión Interandes. Al 30 de junio de 2016, se exportaron aproximadamente 101 GWh generados por Gasatacama.

- En marzo, y continuando con el proceso asociado al Open Season de GNL Quintero iniciado en noviembre de 2014 en donde AES Gener se adjudicó una capacidad de regasificación de 1,45 millones de m3/día, se suscribió un acuerdo con GNL Chile que permite a esta última continuar los estudios necesarios para la expansión del terminal Quintero.

- A fines de Marzo del corriente año, en Argentina, la Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución 22/2016 que sustituyó, con entrada vigencia a partir del 1° de febrero de 2016, los Anexos de la Resolución N° 482 de fecha 10 de julio de 2015 actualizando los importes correspondientes a las remuneraciones de Costos Fijos, Costos Variables no Combustibles, Remuneraciones Adicionales, Mantenimientos No Recurrentes, Recursos para las Inversiones 2015-2018 y Remuneraciones por Disponibilidad. Estos

ajustes, beneficiaron directamente a Termoandes al mejorar los precios recibidos por la porción de las ventas de energía de sus turbinas de gas remuneradas en el mercado Spot.

- En diciembre de 2015, la autoridad Argentina liberó parcialmente las restricciones al mercado cambiario, lo que permite el acceso a la Compañía a la compra de dólares de Estados Unidos en ese país. Esto permitió a Termoandes distribuir a AES Gener MUS$15.671 millones a la fecha.

- En abril, se realizó el rescate anticipado parcial de los Bonos 144 RegS/A 4,875% de Angamos por un monto de MUS$199.028, a un valor de 94% de su valor nominal, que fueron refinanciados mediante créditos sindicados bajo las mismas condiciones de monto y plazo. En relación a la tasa de interés, se logró una disminución a 4,5% en promedio.

- Las clasificación de riesgo internacional de Guacolda Energía S.A. (Guacolda) fue revisada a la baja en abril por Standard & Poors, desde BBB- estable a BB+ estable.

- Standard & Poors reafirmó la clasificación de riesgo de AES Gener como BBB- con tendencia estable.

2. ANALISIS DE RESULTADOS

Resultados (MUS$)	Junio 2016	Junio 2015	Var %	Var
Ingresos de actividades ordinarias				
Ventas de energía y potencia	984.192	1.002.414	-2%	(18.222)
Otros ingresos	115.042	70.600	63%	44.442
Total ingresos de actividades ordinarias	**1.099.234**	**1.073.014**	**2%**	26.220
Costos de venta				
Costo de combustible	(227.638)	(297.983)	-24%	70.345
Costo de venta de combustible	(60.815)	(6.056)	904%	(54.759)
Compras de energía y potencia	(260.994)	(205.518)	27%	(55.476)
Costo uso sistema de transmisión	(46.329)	(51.283)	-10%	4.954
Costo de venta productivo y otros	(115.668)	(152.881)	-24%	37.213
Depreciación e intangibles	(116.053)	(113.460)	2%	(2.593)
Total costos de venta	**(827.497)**	**(827.181)**	**0%**	**(316)**
Ganancia bruta	**271.737**	**245.833**	**11%**	**25.904**
Otros ingresos, por función	1.926	1.278	51%	648
Gasto de administración	(46.888)	(51.754)	-9%	4.866
Otros gastos, por función	(1.042)	(1.820)	-43%	778
Otras ganancias (pérdidas)	(195)	1.260	-115%	(1.455)
Ingresos financieros	4.566	4.393	4%	173
Costos financieros	(69.824)	(64.720)	8%	(5.104)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	5.901	5.400	9%	501
Diferencias de cambio	(12.259)	(11.578)	6%	(681)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**153.922**	**128.292**	**20%**	**25.630**
Impuesto a las ganancias	(47.568)	(49.240)	-3%	1.672
Ganancia (pérdida)	**106.354**	**79.052**	**35%**	**27.302**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	108.317	83.265	30%	25.052
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	(1.963)	(4.213)	-53%	2.250
Ganancia (pérdida)	**106.354**	**79.052**	**35%**	**27.302**

2.1. EBITDA[1]

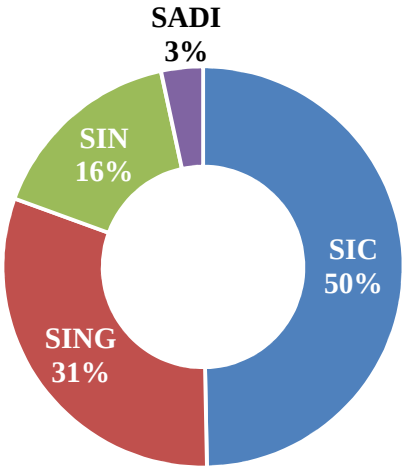
Al 30 de junio de 2016, el EBITDA fue de MUS$344.679 comparado con el EBITDA de MUS$310.391 registrado durante el mismo período del 2015. La tabla a continuación muestra el EBITDA por mercado (SIC y SING en Chile, SIN en Colombia y SADI en Argentina) al 30 de junio de 2016 y 2015:

EBITDA Por Mercado (MUS$)	Junio 2016	Junio 2015	Var. %	Var MUS$
SIC	171.240	155.268	10%	15.972
SING	106.362	68.899	54%	37.463
SIN	55.457	83.511	-34%	(28.054)
SADI	11.620	2.713	328%	8.907
EBITDA TOTAL	**344.679**	**310.391**	11%	**34.288**

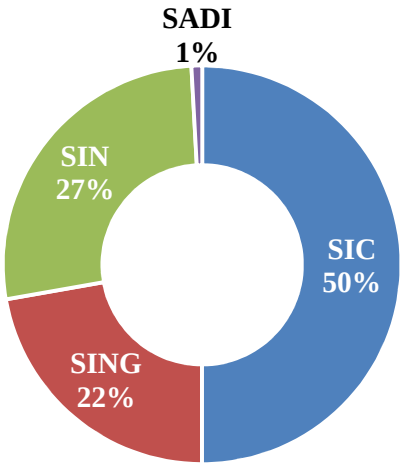
- Esta variación positiva de MUS$34.288 se explican principalmente pormejores márgenes de contrato en el SING, mayor margen en el SADI asociado a las ventas bajo resolución 482/2015 y 22/2016, por mayores ventas físicas a Clientes No Regulados y en el mercado Spot en el SIC y, por último, el impacto negativo del tipo de cambio y las menores ventas físicas de contratos y servicios auxiliares en el SIN

La contribución sobre el EBITDA en 2016 y 2015 de los distintos mercados en que el Grupo AES Gener participa se muestra en los gráficos a continuación:

Junio 2016



Junio 2015



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

2.1.1. GANANCIA BRUTA

Como se mencionara anteriormente, la ganancia bruta consolidada aumentó en MUS$25.904, producto de los aumentos en el SING, SADI y SIC de MUS$33.087, MUS$11.208 y MUS$8.619, respectivamente, parcialmente compensado por la disminución en el SIN de MUS$27.011. La línea "Ajuste de consolidación" representa las ventas de carbón intercompañías de AES Gener a Eléctrica Angamos en el SING. En los ingresos del SIC, estas ventas están incluidas en "Otros ingresos ordinarios".

Ganancia bruta (MUS$)	Junio 2016	Junio 2015	Var %	Var MUS$
Ingresos ordinarios				
SIC	610.194	619.244	-1%	(9.050)
SING	300.814	297.120	1%	3.694
SADI	52.364	65.673	-20%	(13.309)
Colombia	209.391	222.439	-6%	(13.048)
Ajuste consolidación	(73.529)	(131.462)	-44%	57.933
Total ingresos ordinarios	**1.099.234**	**1.073.014**	**2%**	**26.220**
Costos de venta				
SIC	(465.687)	(483.356)	-4%	17.669
SING	(233.951)	(263.344)	-11%	29.393
SADI	(51.536)	(76.053)	-32%	24.517
Colombia	(149.852)	(135.889)	10%	(13.963)
Ajuste consolidación	73.529	131.461	-44%	(57.932)
Total costos de venta	**(827.497)**	**(827.181)**	**0%**	**(316)**
Total ganancia bruta	**271.737**	**245.833**	**11%**	**25.904**

Sistema Interconectado Central (SIC)

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

SIC Ganancia bruta (MUS$)	Junio 2016	Junio 2015	Var %	Var
Ingresos ordinarios				
Clientes regulados	235.709	238.666	-1%	(2.957)
Clientes no regulados	123.726	159.339	-22%	(35.613)
Ventas Spot - CDEC - SIC	68.665	47.828	44%	20.837
Otros ingresos ordinarios	182.094	173.411	5%	8.683
Total ingresos ordinarios	**610.194**	**619.244**	**-1%**	**(9.050)**
Costos de venta				
Consumo de combustible	(120.656)	(141.027)	-14%	20.371
Compras de energía y potencia	(55.202)	(53.227)	4%	(1.975)
Costos de transmisión	(40.779)	(47.670)	-14%	6.891
Costo de venta de combustible	(133.344)	(117.397)	14%	(15.947)
Depreciación y amortización	(55.038)	(53.168)	4%	(1.870)
Otros costos de venta	(60.668)	(70.867)	-14%	10.199
Total costos de venta	**(465.687)**	**(483.356)**	**-4%**	**17.669**
Total ganancia bruta	**144.507**	**135.888**	**6%**	**8.619**

La Ganancia Bruta del SIC aumentó en 2016 MU$S8.619 producto, principalmente de mayores ventas físicas a clientes no regulados asociadas a una mayor demanda. A su vez, una parte importante de este incremento pudo ser abastecido por el incremento en la generación eficiente de las centrales de AES Gener en el SIC. Por otro lado, el acuerdo suscrito con ENAP permitió incrementar también de forma significativa las ventas en el mercado Spot obteniendo también márgenes importantes. Todo esto permitió, no solo compensar sino, mejorar los márgenes obtenidos en 2015 por el acuerdo de arrendamiento de la central Nueva Renca suscrito con ENDESA en el año 2015.

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 junio de 2016 y 2015:

SIC Ventas de Energia (GWh)	Junio 2016	Junio 2015	Var %
Distribuidoras	2.527	2.535	0%
Otros Clientes	1.479	1.219	21%
Spot	816	435	88%
Intercompañía	2.586	2.401	8%
Total ventas de energia	**7.408**	**6.590**	**12%**

SIC Compras de Energia (GWh)	Junio 2016	Junio 2015	Var %
Otros Generadores	514	389	32%
Intercompañía	2.585	2.401	8%
Total compras de energia	**3.099**	**2.790**	**11%**
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados	93	94	-1%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados (US$/MWh)	81	99	-18%

SIC Generación Neta (GWh)	Junio 2016	Junio 2015	Var %
Hidroeléctrica	752	657	14%
Carbón	2.911	2.842	2%
Gas Natural licuado	529	114	364%
Diesel	124	165	-25%
Biomasa	14	21	-33%
Total	**4.330**	**3.799**	**14%**

Principales variaciones registradas en el SIC al comparar 2016 y 2015:

Las ventas a clientes no regulados disminuyeron en MUS$35.613 al 30 de junio de 2016, producto del arrendamiento de la central Nueva Renca registrado en el primer semestre 2015, que no estuvo presente en el primer semestre del año 2016. Esta variación negativa, fue parcialmente compensada por mayores ventas físicas a clientes no regulados de 260 GWh como resultado de una mayor demanda.

Es importante destacar el incremento del 5% (164 GWh) en la generación eficiente de las centrales de AES Gener en el SIC asociadas principalmente a la mayor disponibilidad de las unidades 1 y 2 del complejo Ventanas y a los mayores entrantes en las centrales hidroeléctricas de pasada de la región central.

Las ventas en el mercado spot aumentaron en MUS$20.837 principalmente por el contrato suscrito por ENAP, que generó un incremento en las ventas spot de 381 GWh. Este efecto positivo se ve parcialmente compensado por menores precios en el mercado Spot, que pasaron de un promedio de 130,0 US$/MWh en el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2015 a 65.7 US$/MWh en igual período del 2016.

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$7.073 se debe fundamentalmente a mayores ventas de carbón, que a nivel de ganancia bruta se ven compensadas por mayores costos de venta de combustible, además de menores ingresos por concepto de transmisión.

El consumo de combustible al 30 de junio de 2016 disminuyó en MUS$20.371 respecto a lo registrado en igual período del 2015, asociado principalmente a menores precios de carbón y a una menor generación con diésel parcialmente compensado por mayores consumos de gas natural en Eléctrica Santiago, producto de la aplicación del contrato con ENAP mencionado anteriormente.

Por su parte, las compras de energía y potencia, incluyendo compras en el mercado spot, compras por contrato a la asociada Guacolda y otros terceros bajo contratos principalmente generadores de Energía Renovable no Convencional (ERNC), aumentaron con respecto a 2015 en MUS$1.975, por mayores compras físicas de 125 GWh.

Los otros costos de venta al 30 de junio disminuyeron en MUS$10.199 respecto a lo registrado en igual período, asociado principalmente a una reducción en los costos de mantenimiento.

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

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

SING Ganancia bruta (MUS$)	Junio 2016	Junio 2015	Var %	Var
Ingresos ordinarios				
Clientes no regulados	272.473	268.462	1%	4.011
Ventas Spot - CDEC - SING	22.956	24.181	-5%	(1.225)
Otros ingresos ordinarios	5.385	4.477	20%	908
Total ingresos ordinarios	**300.814**	**297.120**	**1%**	**3.694**
Costos de venta				
Consumo de combustible	(75.861)	(106.246)	-29%	30.385
Compras de energía y potencia	(75.729)	(72.627)	4%	(3.102)
Costos de transmisión	(5.351)	(3.522)	52%	(1.829)
Depreciación y amortización	(42.443)	(39.536)	7%	(2.907)
Otros costos de venta	(34.567)	(41.413)	-17%	6.846
Total costos de venta	**(233.951)**	**(263.344)**	**-11%**	**29.393**
Total ganancia bruta	**66.863**	**33.776**	**98%**	**33.087**

La Ganancia Bruta del SING aumentó en 2016 MU$S33.087. En este sentido, es importante mencionar el impacto del incremento en los márgenes asociado al inicio de nuevos contratos en Norgener, con mejores condiciones que las de contratos antiguos que expiraron en 2015. A su vez, la suba de los precios spot promedios permitió captar mayores márgenes en las ventas spot. Por último, cabe destacar el incremento en el margen del SING por el efecto de las exportaciones de energía.

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 junio de 2016 y 2015:

SING **Ventas de Energia (GWh)**	**Junio** **2016**	**Junio** **2015**	**Var** **%**
Clientes no regulados	3.501	3.006	16%
Spot	588	592	-1%
Total ventas de energia	**4.089**	**3.598**	**14%**

SING **Compras de Energia (GWh)**	**Junio** **2016**	**Junio** **2015**	**Var** **%**
Spot	868	381	128%
Total compras de energia	**868**	**381**	**128%**
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados	78	89	-13%

SING Generación Neta (GWh)	Junio 2016	Junio 2015	Var %
Carbón	3.254	2.518	29%
Gas Natural licuado	-	242	-100%
Total	**3.254**	**2.760**	**18%**

Principales variaciones registradas en el SING al comparar 2016 y 2015:

Durante el primer semestre de 2016 y comparando con igual período del 2015, se registró un aumento en las ventas a clientes no regulados de MUS$4.011 como resultado del incremento en las ventas físicas por contrato, de 3.006 GWh al cierre de junio de 2015 a 3.501 GWh en el mismo periodo de 2016, equivalente a un aumento de 16%, el cual se explica principalmente por mayor demanda de clientes y en menor medida por la exportación de energía hacia el SADI en Argentina, iniciada en febrero de 2016, que al 30 de junio representaron 101 GWh.

Al igual que en el SIC, la generación se incrementó significativamente (17% ó 418 GWh) debido a la mayor disponibilidad de las centrales de Norgener y de la central Angamos.

Por su parte, las compras de energía y potencia aumentaron en MUS$3.102 en los seis primeros meses de 2016 y 2015, producto de las compras de energía asociadas a la exportación. El precio spot promedio de estas compras sufrió una leve alza pasando de 54 US$/MWh al 30 de junio de 2015 a 59,8 US$/MWh en 2016.

El costo de consumo de combustible disminuyó en MUS$30.385, producto de los menores consumos de Gas Natural en Norgener y de los menores precios de carbón, a pesar de una mayor generación con éste combustible de 418 GWh.

Por su parte, los otros costos de venta disminuyeron en MUS$6.846 comparando los seis primeros meses del 2016 y 2015, principalmente productos de menores costos asociados a manejo de carbón, menores costos asociados al personal, además de una reducción en los costos de mantenimiento.

Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN)

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

SIN Ganancia bruta (MUS$)	Junio 2016	Junio 2015	Var %	Var
Ingresos ordinarios				
Contratos	87.113	114.799	-24%	(27.686)
Ventas Spot	121.186	103.253	17%	17.933
Otros ingresos ordinarios	1.092	4.387	-75%	(3.295)
Total ingresos ordinarios	**209.391**	**222.439**	**-6%**	**(13.048)**
Costos de venta				
Consumo de combustible	-	-		-
Compras de energía y potencia	(129.965)	(99.026)	31%	(30.939)
Depreciación y amortización	(4.998)	(6.110)	-18%	1.112
Otros costos de venta	(14.889)	(30.753)	-52%	15.864
Total costos de venta	**(149.852)**	**(135.889)**	**10%**	**(13.963)**
Total ganancia bruta	**59.539**	**86.550**	**-31%**	**(27.011)**

La Ganancia Bruta del SIN disminuyó 2016 MU$S27.011 como consecuencia de la depreciación del peso colombiano y de las menores ventas a clientes contratados. A su vez, el incremento en los precios Spot tuvo un impacto negativo en las compras de energía que solo fue compensado parcialmente por mayores ventas físicas al mercado spot y por mayores ventas de servicios auxiliares. Los menores costos de mantenimiento y de distribución y transmisión compensaron también los impactos negativos mencionados anteriormente.

La siguiente tabla muestra distribución de las ventas y compras físicas de energía, además de la generación por tipo de combustible en el SIN al 30 de junio de 2016 y 2015:

SIN Ventas de Energia (GWh)	**Junio 2016**	**Junio 2015**	**Var %**
Contratos	1.478	1.680	-12%
Spot	1.401	1.177	19%
Total ventas de energia	**2.879**	**2.857**	**1%**

SIN Compras de Energia (GWh)	**Junio 2016**	**Junio 2015**	**Var %**
Spot	1.251	1.240	1%
Total compras de energia	**1.251**	**1.240**	**1%**
Precio promedio monómico realizado contratos	59	68	-14%

SIN Generación Neta (GWh)	Junio 2016	Junio 2015	Var %
Hidroeléctrica	1.661	1.590	4%
Total	**1.661**	**1.590**	**4%**

Principales variaciones registradas en el SIN al comparar 2016 y 2015:

Las ventas por contrato disminuyeron en MUS$27.686 explicado por menor volumen de ventas físicas de 202 GWh, adicionalmente por menores precios promedio pasando desde 61,2 US$/MWh durante el primer semestre de 2015 a 52,8 US$/MWh en el mismo periodo de 2016, debido principalmente a la devaluación del peso colombiano con respecto al dólar. Cabe mencionar, que la disminución de ingresos debido a la reducción de tarifas fue parcialmente compensada por coberturas de tipo de cambio ejecutadas para estos efectos que se reflejan en la línea Diferencias de Cambio, que al cierre de junio de 2016 representaron un efecto positivo de MUS$5.614.

Si bien las ventas de energía spot aumentaron en MUS$17.933, producto de mayores precios spot promedio que pasaron de 78,2 US$/MWh en 2015 a 141.07 US$/MWh en 2016, y de mayores ventas físicas de 224 GWh, las compras de energía spot aumentaron en MUS$30.939, principalmente debido a mayores precios spot.

Respecto a la disminución en otros costos de ventas de MUS$15.864, la misma se explica por menores costos de distribución y transmisión de los contratos vigentes en el mercado no regulado y a una reducción en los costos de mantenimiento asociada principalmente al vaciamiento del túnel de Tunjita realizado a comienzos de 2015.

Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

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

SADI Ganancia bruta (MUS$)	Junio 2016	Junio 2015	Var %	Var
Ingresos ordinarios				
Contratos	30.560	37.170	-18%	(6.610)
Ventas Spot	21.804	28.503	-24%	(6.699)
Total ingresos ordinarios	**52.364**	**65.673**	**-20%**	**(13.309)**
Costos de venta				
Consumo de combustible	(31.121)	(50.710)	-39%	19.589
Compras de energía y potencia	(98)	(425)	-77%	327
Costos de transmisión	(199)	(91)	119%	(108)
Depreciación y amortización	(13.574)	(14.646)	-7%	1.072
Otros costos de venta	(6.544)	(10.181)	-36%	3.637
Total costos de venta	**(51.536)**	**(76.053)**	**-32%**	**24.517**
Total ganancia bruta	**828**	**(10.380)**	**-108%**	**11.208**

La mejora en la Ganancia Bruta de MU$S 11.208 en el SADI se explica principalmente por el impacto positivo del cambio en el marco regulatorio para la producción de las turbinas de Gas de la central Termoandes que no está comprometida para clientes libres. Este cambio en la remuneración asociado a una mejora significativa en la producción como consecuencia de mayor disponibilidad, generó un incremento en el margen del SADI. Estos impactos positivos fueron parcialmente compensados por menores ventas físicas a clientes libres bajo la modalidad Energía Plus.

La siguiente tabla muestra distribución de las ventas y compras físicas de energía, además de la generación por tipo de combustible en el SIN al 30 de junio de 2016 y 2015:

SADI Ventas de Energia (GWh)	**Junio 2016**	**Junio 2015**	**Var %**
Clientes	423	515	-18%
Spot	1.817	1.060	71%
Total ventas de energia	**2.240**	**1.575**	**42%**
Precio promedio monómico realizado contratos	72	72	0%

SADI Generación Neta (GWh)	**Junio 2016**	**Junio 2015**	**Var %**
Gas Natural	2.240	1.561	43%
Total	**2.240**	**1.561**	**43%**

Principales variaciones en el SADI al comparar 2016 y 2015:

Comparando el primer semestre del 2015 e igual período de 2016, el ingreso por contratos disminuyó en MUS$6.610 producto de menores ventas físicas de 92 GWh, equivalente a una disminución de 18% asociado a una caída en la demanda industrial bajo la modalidad Energía Plus.

La generación registró un incremento de 679 GWh comparando el primer semestre del año 2016 e igual período de 2015, asociado principalmente a menores días en mantenimiento en el 2016, lo que se tradujo en un incremento en las ventas físicas al mercado spot de 71%. Debido al cambio asociado a la aplicación de las Resoluciones 482/2015 y 22/2016, esquema regulatorio (vigente para Termoandes desde el mes de Noviembre de 2015) bajo el cual el gas es otorgado en forma directa por CAMMESA, actualmente se registra como ingreso el margen neto de la venta de energía. Este margen, es mayor al obtenido por las ventas en el mercado spot en el año 2015 y las ventas reflejadas en el mercado spot se ven disminuidas en MUS$6.699, a su vez, los costos de combustibles, también se ven disminuidos en MUS$19.589.

Por su parte, los otros costos de venta disminuyeron en MUS$3.637 comparando los seis primeros meses del 2016 y 2015, productos principalmente de menores costos de mantenimiento.

2.1.2. Gastos de administración

Los gastos de administración disminuyeron un 9% pasando de MUS$51.754 al cierre de junio de 2015 a MUS$46.888 en igual períodos de 2016. Entre las variaciones más importantes se encuentra la disminución de otros costos asociados al personal por MUS$1.331, el recupero y ajuste de deudores incobrables por MUS$2.050 asociado a la venta de los créditos verificados en el proceso de quiebra de EMELCA y menores costos por impuesto al patrimonio en Colombia por MUS$955 donde la alícuota se redujo de 1,4% en 2015 a 1% en 2016).

2.2. Resultado financiero

Las variables de resultados que no corresponden a EBITDA, que mostraron los principales cambios comparando el primer semestre de 2016 y 2015 incluyen variaciones en:

Resultados (MUS$)	Junio 2016	Junio 2015	Variación %	Variación MUS$
Otras ganancias (pérdidas)	(195)	1.260	-115%	(1.455)
Ingresos financieros	4.566	4.393	4%	173
Costos financieros	(69.824)	(64.720)	8%	(5.104)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	5.901	5.400	9%	501
Diferencias de cambio	(12.259)	(11.578)	6%	(681)

Tal como se observa en la tabla, se registró una variación negativa MUS$681 en diferencia de cambio. La tabla a continuación muestra las variaciones de las principales monedas en los países en que AES Gener tiene participación:

Tipo de Cambio	Junio 2016	Diciembre 2015	Variación %	Junio 2015	Diciembre 2014	Variación %
Chile (CLP / US$)	661,37	710,16	-7%	639,04	606,75	5%
Colombia (COP / USD)	2.916,15	3.183,00	-8%	2.603,90	2.376,51	10%
Argentina (ARS / US$)	15,04	13,04	15%	9,09	8,55	6%

La variación negativa en el costo financiero neto de MUS$5.104 a junio de 2016 se debe principalmente a mayor costo de interés por el aumento de deuda corporativa, compensada con un efecto positivo asociado a la valorización de instrumentos derivados y por un aumento en el costo de financiamiento asociado a los proyectos en construcción.

En el rubro otras ganancias (pérdidas), la variación negativa de MUS$1.455 a junio de 2016 está asociada principalmente a mayores pérdidas registradas en el año 2016 por retiros de activo fijo de MUS$1.226 y pérdidas por obsolescencia de materiales por MUS$902

2.3. Impuesto a las ganancias

Al 30 de junio de 2016, el gasto por impuesto a las ganancias fue 3% menor comparando con igual periodo del año anterior, desde MUS$49.240 al 30 de junio de 2015 a MUS$47.568 al 30 de junio de 2016. Esta variación se explica principalmente por menor resultado antes de impuesto del período en Chile y Colombia.

3. Análisis del balance

Al 30 de junio de 2016, se registraron activos por MUS$7.757.642, superiores a los MUS$7.286.033 registrados al cierre de diciembre de 2015. Esta variación se explica principalmente por un incremento en activos corrientes y no corrientes de MUS$228.496 y MUS$243.113, respectivamente.

El total de patrimonio neto y pasivos registró una variación de MUS$471.609, explicado por un incremento en los pasivos corrientes y no corrientes de MUS$40.113 y MUS$470.006, respectivamente, compensado con una baja de MUS$38.510 en el patrimonio neto.

Balance (MUS$)	Junio 2016	Diciembre 2015	Var. %	Var.
Activos corrientes	1.082.450	853.954	27%	228.496
Activos no corrientes	6.675.192	6.432.079	4%	243.113
Total Activos	**7.757.642**	**7.286.033**	**6%**	**471.609**
Pasivos corrientes	593.471	553.358	7%	40.113
Pasivos no corrientes	4.870.447	4.400.441	11%	470.006
Patrimonio neto	2.293.724	2.332.234	-2%	(38.510)
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**7.757.642**	**7.286.033**	**6%**	**471.609**

El activo corriente presentó una variación positiva de MUS$228.496, principalmente por un incremento en efectivo y equivalente al efectivo de MUS$191.807, mayores deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes de MUS$37.078 fundamentalmente asociado a un aumento en los deudores comerciales e IVA crédito fiscal de los proyectos en construcción y mayores activos no financieros corrientes de MUS$11.870 asociados a un aumento en los seguros pagados por anticipado por la renovación de las pólizas de cobertura de riesgos operativos del año 2016. Estas variaciones positivas fueron parcialmente compensadas por menores activos financieros corrientes MUS$20.340 fundamentalmente asociado a la disminución de depósitos a plazo mayores a tres meses.

El activo no corriente aumentó en MUS$243.113 respecto a diciembre de 2015, donde destaca el incremento en propiedades, plantas y equipos por MUS$230.403 asociado principalmente a la construcción de la central termoeléctrica a carbón Cochrane y la central hidroeléctrica Alto Maipo y un aumento de los activos por impuestos diferidos por MUS$29.115 asociados principalmente a mayores pérdidas tributarias en los proyectos en construcción.. Esta variación positiva se ve compensada por una variación negativa en activos financieros no corrientes por MUS$23.216, los cuales corresponden principalmente a la venta y reclasificación al corriente de bonos soberanos argentinos de la subsidiaria Termoandes por MUS$27.800 compensado parcialmente con un efecto positivo asociado a la valorización de derivados por MUS$4.554.

Los pasivos corrientes aumentaron en MUS$40.113 respecto a lo registrado al 31 de diciembre de 2015, donde destaca: a) el aumento en cuentas comerciales y otras cuentas por pagar de MUS$21.709 asociado a contratistas de las subsidiarias Eléctrica Cochrane y Alto Maipo de acuerdo a su programa de obras, b) por un aumento en los otros pasivos financieros corrientes de MUS$28.063 principalmente asociado a mayores intereses a pagar según calendarios de pago y c) aumento en las cuentas por pagar entidades relacionadas por MUS$32.579 asociado al registro de los dividendos por pagar. Estas variaciones se compensan con menores pasivos por impuestos corrientes por MUS$40.945 asociados al termino del proceso tributario del año 2015.

Los pasivos no corrientes aumentaron en MUS$470.006, explicado principalmente por el incremento de otros pasivos financieros en MUS$443.672 asociados principalmente al incremento de la deuda para financiar el proyecto Cochrane y al aumento en los pasivos por impuestos diferidos por MUS$18.490.

Al 30 de junio de 2016, el patrimonio disminuyó en MUS$38.510, explicado principalmente por una reducción de otras reservas por MUS$31.882 asociada a la valorización de los instrumentos derivados y una disminución en participación de no controladoras de MUS$22.081. Este efecto se ve parcialmente compensado por un aumento en los resultados acumulados por MUS$14.941.

4. Indicadores

Los indicadores de liquidez mostraron un aumento respecto a lo registrado a diciembre de 2015. Lo anterior se explica principalmente por un aumento en el efectivo y equivalente al efectivo.

El aumento en el pasivo exigible se explica por un incremento en el pasivo corriente y no corriente, asociado principalmente a mayor deuda desembolsada para financiar los proyectos en construcción, además de la disminución en patrimonio neto.

La cobertura de gastos financieros aumentó debido al aumento en la utilidad antes de impuesto y menores gastos financieros, ambos calculados en los últimos doce meses, en comparación con el año 2015.

La rentabilidad de los activos fue mayor a lo registrado en diciembre de 2015, debido principalmente al mayor resultado del ejercicio calculado en los últimos doce meses, registrado al 30 de junio de 2016.

		Junio 2016	Diciembre 2015
Liquidez			
Activos corrientes / Pasivos corrientes	(veces)	1,81	1,54
Razón ácida	(veces)	0,77	0,48
(Activo corriente - Inventarios) / Pasivo corriente	(veces)	1,60	1,32
Endeudamiento			
Pasivo exigible/Patrimonio neto	(veces)	2,36	2,12
Pasivos corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,11	0,11
Pasivos no corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,89	0,89
Pasivo exigible	(millones de dólares)	5.420	4.954
Cobertura gastos financieros	(veces)	3,87	3,60
Actividad			
Patrimonio neto	(millones de dólares)	2.294	2.332
Propiedades, planta y equipo. Neto	(millones de dólares)	6.026	5.796
Total activos	(millones de dólares)	7.714	7.286
Rentabilidad			
De los activos (1)	(%)	3,76	3,64
Del patrimonio (1)	(%)	12,64	11,36
Rendimiento activos operacionales (2)	(%)	10,10	10,06
Utilidad/Acción (3)	(Dólares)	0,035	0,032
Retorno dividendos (4)	(%)	5,78%	6,08%

(1) La rentabilidad de los activos y del patrimonio está calculada considerando la utilidad de 12 meses al cierre de cada período, 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 período 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 periodo.

5. Análisis de flujo de caja

El saldo final de efectivo y efectivo equivalente al 30 de junio de 2016 fue de MUS$459.040, 141% mayor que el saldo final obtenido al cierre de junio de 2015 de MUS$190.367. El flujo neto total del período fue positivo de MUS$186.818 al 30 de junio de 2016, lo que se compara positivamente con el flujo negativo de MUS$33.236 al cierre de junio 2016.

Flujo de caja (MUS$)	Junio 2016	Junio 2015	Var. %	Var.
Flujo neto de operación	128.895	41.996	207%	86.899
Flujo neto de inversión	(281.879)	(617.459)	-54%	335.580
Flujo neto de financiamiento	339.802	542.227	-37%	(202.425)
Flujo neto total del período	**186.818**	**(33.236)**	**-662%**	**220.054**
Efectos de la variación de la tasa de cambio	4.989	(5.088)	-198%	10.077
Saldo final de efectivo y efectivo equivalente	**459.040**	**190.367**	**141%**	**268.673**

El flujo de operación registró una variación positiva de MUS$86.899 al cierre de junio de 2016, en comparación con igual período del año 2015, consecuencia de:

- Mejoras en los márgenes analizados anteriormente para el SING, SIC y SADI. Dentro de este rubro se destacan los menores pagos a proveedores relacionados principalmente con menores compras de energía y de combustibles,
- Mayores pagos de Seguros asociados principalmente al adelantamiento del pago anual de las pólizas como consecuencia de la modificación de los períodos de cobertura.
- Mayores cobranzas a principios del año 2016 en Chivor como consecuencia de la generación extraordinaria del mes de Diciembre de 2015 que permitieron mitigar la caída en las operaciones del SIN y los mayores pagos de Impuesto a la Renta en Colombia.

Las actividades de inversión presentaron una variación positiva de MUS$335.580 comparando el cierre de junio de 2016 y el mismo período de 2015. La principal variación corresponde a menores compras de propiedades, plantas y equipos por MUS$320.264, asociadas al proyecto Cochrane que se encuentra en su etapa final, además de la venta de bonos soberanos argentinos de la subsidiaria Termoandes por MUS$18.719

Las actividades de financiamiento representaron una variación negativa de MUS$202.425 al cierre de junio de 2016, comparando con el mismo periodo de 2015. Lo anterior es consecuencia de: a) una disminución en los préstamos recibidos, principalmente relacionado con el financiamiento del Proyecto Cochrane y de AES Gener, compensado parcialmente por mayores préstamos recibidos en Alto Maipo, b) mayor pago de préstamos asociados principalmente en AES Gener y c) además de una disminución en los importes procedentes de la emisión de acciones, principalmente asociado a menores pagos de capital en el primer trimestre 2016 efectuados por participaciones no controladoras en Cochrane y Alto Maipo.

6. Balance de energía

La siguiente tabla muestra la generación de energía, las compras y las ventas de las subsidiarias operativas en cada uno de los mercados en que AES Gener participa.

	SIC				SING			SADI	SIN	
Energia (GWh)	**Gener**	**Eléctrica Santiago**	**Eléctrica Ventanas**	**Eléctrica Campiche**	**Norgener**	**Angamos**	**Cochrane**	**Termoandes**	**Chivor**	**TOTAL**
Generación										
Hidro	752	-	-	-	-	-	-	-	1.661	2.413
Termo	992	653	908	1.025	1.000	1.936	318	2.240	-	9.072
TOTAL	**1.744**	**653**	**908**	**1.025**	**1.000**	**1.936**	**318**	**2.240**	**1.661**	**11.485**
Compras										
Spot	-	-	-	-	868	-		-	1.251	2.119
Otros Generadores	514	-	-	-	-	-		-	-	514
Intercompañías	2.585	-	-	-	-	-		-	-	2.585
TOTAL	**3.099**	**-**	**-**	**-**	**868**	**-**	**-**	**-**	**1.251**	**5.218**
Pérdidas	(21)	-	-	-	(11)	(19)	(3)		(33)	(87)
Ventas										
Distribuidoras	2.527	-	-	-	-	-		-	-	2.527
Clientes Libres	1.479	-	-	-	1.857	1.552	92	423	1.478	6.881
Spot	816	-	-	-	-	365	223	1.817	1.401	4.622
Intercompañía	-	653	908	1.025	-	-		-	-	2.586
TOTAL	**4.822**	**653**	**908**	**1.025**	**1.857**	**1.917**	**315**	**2.240**	**2.879**	**16.616**
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

7. 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 primer semestre del 2016, las mejores condiciones hidrológicas permitieron que los niveles de los embalses mostraran una mejora respecto al mismo periodo del año anterior. Lo anterior permitió incrementar la generación hidroeléctrica, lo que junto a la caída de los precios de los combustibles permitieron disminuir en 64,2% los costos marginales promedio del sistema comparado con igual período de 2015. Al 30 de junio de 2016, las empresas del Grupo AES Gener, incluido Guacolda, aportaron un 25,2% de la generación neta al SIC. La tabla a continuación muestra las principales variables del SIC al 30 de junio de 2016 y 2015.

SIC		**Junio 2016**	**Junio 2015**
Variación demanda	(%)	4,2	2,0
Consumo promedio mensual	(GWh)	4.283	4.109
Precio Spot (Quillota 220 kV)	US$/MWh	60,3	130,0

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

El costo marginal promedio sufrió un alza de un 10,8% al 30 de junio de 2016 comparado con igual período del año anterior. Al 30 de junio de 2016, las empresas del Grupo AES Gener aportaron 36,2% de la generación neta del SING. La tabla a continuación muestra las principales variables del SING al cierre de junio de 2016 y 2015.

SING		**Junio 2016**	**Junio 2015**
Variación demanda	(%)	3,4	6,5
Consumo promedio mensual	(GWh)	1.422	1.375
Precio Spot (Crucero 220 kV)	US$/MWh	59,8	54,0

Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN)

Dadas las condiciones hidrológicas secas extremas para el sistema, precios spot superando el precio de escasez y plantas térmicas que no estaban en condiciones de operar ya que sus costos variables están por sobre el precio de escasez (aproximadamente 110 US$/MWh), generaron que en octubre de 2015 el regulador estableciera un techo al precio spot en Col$ 810/KWh (~268 US$/MWh) como medida temporal. Los precios en bolsa expresados en pesos colombianos aumentaron en promedio 130% en primer semestre de 2016 comparado con 2015, mientras que en dólares aumentaron 80,3%, asociado a la devaluación del peso colombiano. Al 30 de junio de 2016, la generación de AES Chivor representó 5% de la demanda en Colombia. La tabla a continuación muestra las principales variables del SIN durante el primer semestre de 2016 y 2015:

SIN		**Junio 2016**	**Junio 2015**
Variación demanda	(%)	2,3	3,3
Consumo promedio mensual	(GWh)	5.490	5.368
Precio Spot	US$/MWh	141,1	78,3

Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

En noviembre de 2015, la autoridad energética de Argentina (CAMMESA) confirmó que la energía vendida por Termoandes, que excede las ventas del programa Energía Plus, se remunerará de acuerdo a lo establecido por la resolución 482/2015, que establece precios mayores a los del spot que reciben este tipo de ventas.

Tal como se mencionara anteriormente, a fines de Marzo del corriente año, la Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución 22/2016 que sustituyó, con entrada vigencia a partir del 1° de febrero de 2016, los Anexos de la Resolución 482 de fecha 10 de julio de 2015 actualizando los importes correspondientes a las remuneraciones de Costos Fijos, Costos Variables no Combustibles, Remuneraciones Adicionales, Mantenimientos No Recurrentes, Recursos para las Inversiones 2015-2018 y Remuneraciones por Disponibilidad. Estos ajustes, beneficiaron directamente a Termoandes al mejorar los precios recibidos por la porción de las ventas de energía de sus turbinas de gas remuneradas en el mercado Spot

Al 30 de junio de 2016, la generación de Termoandes en el SADI representó 3,7% de la demanda en Argentina. La tabla a continuación muestra las principales variables del SADI al cierre de junio de 2016 y 2015:

SADI		**Junio 2016**	**Junio 2015**
Variación demanda	(%)	4,0	3,5
Consumo promedio mensual	(GWh)	10.185	9.768
Precio Spot	US$/MWh	11,3	13,6

8. Análisis de riesgo

8.1. 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.

8.1.1 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 junio de 2016, 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 junio de 2016, 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$13.604 en los resultados de AES Gener.

En el ejercicio terminado el 30 de junio de 2016, aproximadamente 79,1% de los ingresos ordinarios y el 90,1% de los costos de venta de la Compañía estaban denominados en dólares estadounidenses, mientras que en el período terminado el 30 de junio de 2015 aproximadamente el 86,6% de los ingresos ordinarios y el 87,6% 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 el 30 de junio de 2016, las ventas por contrato y spot en Colombia representaron 18,9% de los ingresos consolidados, mientras que durante el año 2015 representaron 10,7%. 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$9.097 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 se fijan en pesos argentinos. Los ingresos por estas ventas representaron 2,0% de los ingresos consolidados en el período de seis meses terminados al 30 de junio de 2016, en tanto que en el período terminado al 30 de junio de 2015 también representaron 2,7%. Se estima que, al 30 de junio de 2016, una devaluación del 10% en el peso argentino con respecto al dólar estadounidense al cierre del período habría generado un impacto negativo de MUS$1.294 en los resultados de AES Gener, dada la posición activa neta en pesos argentinos que Termoandes mantenía a esa fecha.
Cabe señalar que en diciembre de 2015, el peso argentino sufrió una devaluación de 35% la más fuerte desde el año 2002, sin embrago el impacto negativo registrado no fue material, dada la limitada exposición al peso argentino que Termoandes mantenía a esa fecha. Un mayor debilitamiento del peso argentino y la actividad

económica local podría causar volatilidad significativa en los resultados operacionales y en el flujo de caja de Termoandes.

Argentina, después de haber dejado de pagar su deuda pública en 2001 por aproximadamente US$100 mil millones, en los años 2005 y 2010, reestructuró sus bonos en cesación de pagos por nuevos títulos de deuda a un valor cercano a los 33 centavos de dólar por cada dólar debido anteriormente. Entre las dos operaciones, el 93% de los tenedores de bonos acordaron intercambiar sus bonos en incumplimiento por estos nuevos bonos. El 7% restante de los deudores no aceptó el acuerdo reestructurado. Desde entonces, un cierto grupo de tales tenedores de bonos ha estado en procesos judiciales contra Argentina en relación al no pago de sus acreencias. En junio de 2014, la Corte de Distrito de Estados Unidos dictaminó que Argentina tendría que hacer el pago a esos bonistas "tenedores iniciales" de acuerdo con los términos originales aplicables. Luego de que las partes no llegaran a un acuerdo de solución al 30 de julio de 2014, Argentina cayó en un incumplimiento selectivo, según lo dispuesto por las agencias calificadoras de riesgo Standard & Poors y Fitch, resultante de falta de pago de intereses en sus bonos reestructurados con vencimiento en diciembre de 2033. Actualmente, el país ha avanzado en las conversaciones con estos bonistas y llegó a un acuerdo preliminar con parte de ellos, acordando el pago de US$900 millones, mientras que aseguró préstamos por US$5.000 millones con bancos internacionales, para lograr un acuerdo con todos ellos. La actual propuesta es el pago de US$6.500 millones a estos bonistas. Los fondos más importantes rechazaron la oferta y manifestaron que solo aceptarán que el país les pague los US$9.000 millones que reclaman. Standard & Poors elevó la clasificación de riesgo de Argentina (largo plazo en moneda local) desde CCC+ a B-, manifestando que la nueva administración presentó un plan creíble para lidiar con los desequilibrios macroeconómicos que enfrenta el país. Esta situación no ha causado cambios significativos que impactan nuestra exposición actual en lo que respecta a la macroeconomía del país.

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 junio de 2016, 92,21% de las inversiones y saldos en cuenta corriente están denominadas en dólares estadounidenses, 5,37% en pesos chilenos, 1,53% en pesos colombianos y 0.89% 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 junio 2015, 86,8% de las inversiones y saldos en cuenta corriente están denominadas en dólares estadounidenses, 4,4% en pesos colombianos, 7,7% en pesos chilenos y 1,2% 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 y tasa de interés 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 2015 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. Por su parte, Eléctrica Angamos S.A. en el mes de abril 2016 realizó el rescate anticipado parcial de los Bonos 144 RegS/A por un monto de MUS$199.028. Este rescate fue financiado con préstamos con bancos locales denominados en Pesos y UF. Por su parte, Empresa Eléctrica Angamos SA contrató swaps de moneda y tasa de interés con los mismos bancos con el propósito de redenominar toda la deuda a a dólares estadounidenses.

Al cierre de junio de 2016, el 97,8% de la deuda de AES Gener y sus subsidiarias está denominada en dólares estadounidenses, incluyendo el bonos serie N y el crédito de Empresa Eléctrica Angamos SA, mencionados previamente y los swaps asociados. La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por moneda en base al capital adeudado, al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Moneda	Junio 2016 %	Diciembre 2015 %
US$	97,8	97,9
UF	0,9	0,9
Col$	1,3	1,2

8.1.2 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 junio de 2016, existían swaps de tasa de interés para una parte importante de la deuda asociada a las subsidiarias Eléctrica Cochrane y Alto Maipo. Cabe señalar, que el 14 de julio de 2015 se realizó el refinanciamiento de la deuda Project Finance de Eléctrica Ventanas mediante un bono Senior 144A / Reg S en los mercados internacionales a nivel de AES Gener, refinanciamiento que también incluyó el rescate parcial del bono serie O de AES Gener, lo que permitió que esta deuda esté a partir de julio de 2015 a tasa fija. Se estima que un incremento del 10% en las tasas de interés variables no generaría un efecto significativo en resultados, dado que el 90,2% 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 junio de 2016 y 31 de diciembre 2015:

Tasa	Junio 2016 %	Marzo 2016 %
Tasa Fija o con Swap de Tasa	90,2	88,5
Tasa Variable	9,8	11,5

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.

8.1.3 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 diesel, influyen directamente en el precio spot y el despacho de las centrales, se estima que un alza del 10% en los costos del combustible diesel durante el período finalizado al 30 de junio 2016, habría significado una variación negativa de aproximadamente MUS$3.910 en el margen bruto de la Compañía. La central Nueva Renca puede utilizar alternativamente diesel o GNL y adquiere volúmenes definidos de suministro de GNL bajo contratos de corto plazo cuando su precio es más competitivo que el diésel.

8.1.4 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 sobre 90% 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. Durante el año 2010, también en condiciones de sequía, AES Chivor sufrió problemas de cobranza con un comercializador de energía y registró una pérdida de MUS$1.300 por una vez, asociado al monto impago. En este caso, el comercializador fue expulsado de la Bolsa y AES Chivor presentó acciones para intentar recuperar el monto adeudado. Durante 2015, nuevamente bajo condiciones hidrológicas secas, la generadora Termocandelaria acumuló penalidades y deudas con el mercado colombiano, incluyendo a AES Chivor al que adeuda aproximadamente MUS$7.586 más intereses por MCOP$29.100 (MUS$10). Este generador fue intervenido por la superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, congelando sus deudas a la fecha de intervención. El 3 de junio de 2016 la mayoría de acreedores de Termocandelaria suscribieron acuerdo de pago para que ésta cancele su acreencia con el sistema de intercambios comerciales de energía en 60 meses a una tasa de interés de IBR +0.5%. Los intereses se cancelarán a partir del mes 61 en 12 cuotas mensuales. Asimismo, se acordó que Termocandelaria abonaría a sus acreedores del sistema, un excedente de caja que tenía a la fecha de la firma del acuerdo, correspondiéndole a AES Chivor la suma de MCOP$2.833.425 (MUS$ 972) por este concepto, suma que fue abonada el 17 de junio de 2016.

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.

8.1.5 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 junio de 2016, AES Gener contaba con un saldo en fondos disponibles líquidos de MUS$459.040, registrados en efectivo y equivalentes al efectivo. En tanto, al cierre de diciembre de 2015, el saldo en fondos disponibles líquidos fue de MUS$295.242 que incluye efectivo y equivalentes al efectivo de MUS$267.233 y depósitos a plazo y fondos mutuos de liquidez inmediata en dólares estadounidenses por un total de MUS$28.009, registrados en otros activos financieros corrientes. 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 junio de 2016, AES Gener cuenta con líneas de crédito comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS$236.303 además de líneas de crédito no comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS$176.000.

Para más detalle de la caja restringida ver Nota 8 de los Estados Financieros "Efectivo y Equivalentes al Efectivo".

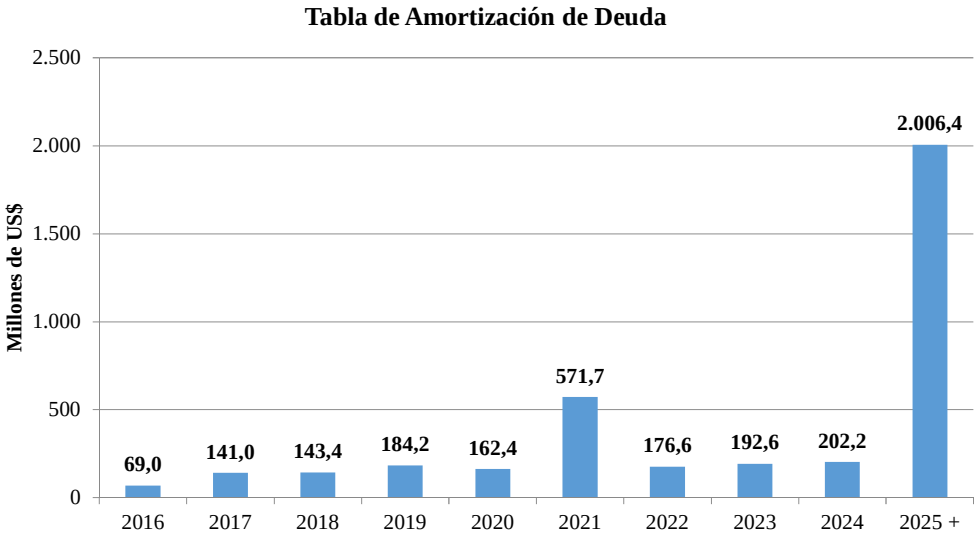
En el mes de abril de 2016, la filial Eléctrica Angamos completó el rescate parcial del bono 144-A/Reg S con vencimiento el 2029 en los mercados internacionales por un total de MUS$199,028, el que fue financiado con una línea de crédito con bancos locales Banco de Chile, Corpbanca, Banco del Estado de Chile y Banco de Crédito e Inversiones por igual monto nocional y en condiciones similares a las vigentes en el bono internacional.

Adicionalmente, en el mes de junio 2016, AES Gener realizó la recompra de su bono 144-A/Reg S con vencimiento el 2025 por un total de MUS$16.000, el que fue financiado con fondos disponibles. Al 30 de junio del 2016, el nocional vigente del bono internacional es de MUS$409.000. Los bonos rescatados fueron liquidados.

Adicionalmente, al 30 de junio de 2016 AES Gener ha desembolsado MUS$67.500 en líneas no comprometidas a 90 días, para financiar capital de trabajo.

El gráfico y tabla a continuación, muestran el calendario de vencimientos, basado en el capital adeudado, en millones de dólares estadounidenses al 30 de junio de 2016:

	Tasa Interés Promedio	2016	2017	2018	2019	2020 +
	al 30 de Junio de 2016					
Tasa Fija						
(UF con swap a US$)	7,34%	-	-	15,62	15,66	140,94
(US$)	5,25%	-	-	-	-	401,68
(US$)	8,00%	-	-	-	24,50	-
(US$)	5,00%	-	-	-	-	409,00
(US$) (*)	8,38%	-	-	-	-	450,00
(UF)	7,00%	1,02	1,09	1,19	1,33	29,72
(US$)	4,88%	-	-	52,28	52,28	496,40
(CLP/UF con swap a US$)	4,50%	-	-	17,32	17,32	164,40
Tasa Flotante						
(US$) (**)	Libor + 1.45% - 2.10%	-	38,06	54,87	56,98	792,70
(US$)	Libor + 3.20% - 3.50%	-	-	-	13,71	384,11
(Col$)	IPC + 5.5%	0,43	1,85	2,12	2,42	43,06
(US$) (**)	Libor + Spread	67,55	100,00	-	-	-
Total		**69,00**	**141,00**	**143,40**	**184,20**	**3.312,01**



(*) 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.

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

8.2. 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.

8.2.1. 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.

8.2.2. 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.

8.2.3. 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.

8.2.4. 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.

8.2.5. 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.

8.3. 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.

8.3.1. 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.

Recientemente, en Chile existía un riesgo regulatorio asociado a la carencia de contratos de energía a distribuidoras, situación que no estaba resuelta en la legislación vigente. En enero de 2015, el Gobierno aprobó una ley que modifica el proceso de licitaciones con distribuidoras y que incorpora un mecanismo de asignación de la energía sin contrato para cada hora de operación, a prorrata de la inyección efectiva de cada generador en ese período a un precio que se determina como el máximo entre el precio nudo de corto plazo y el costo variable, más la diferencia del costo marginal entre el punto de inyección y punto de retiro. Adicionalmente, se contempla la posibilidad de que las distribuidoras puedan traspasar parte de su suministro no utilizado a otra con déficit de contratos, lo que podría implicar que un generador que firmó un acuerdo de suministro con una distribuidora termine suministrando a otra. Por otra parte, a comienzos de 2014, se promulgó la Ley de Interconexión de Sistemas Eléctricos Independientes, que busca impulsar la interconexión del SIC y el SING, mediante una línea de transmisión de aproximadamente 600 kilómetros que unirá ambos sistemas. No está definido todavía como se pagará la inversión en esta línea o si su implementación traerá una modificación sustantiva de la asignación de peajes, principalmente en el SIC.

Durante el primer trimestre de 2016 el regulador implementó resoluciones para lograr pasar el periodo crítico ocasionado por el fenómeno de El Niño dentro de las cuales se destacaron las siguientes: i) La Resolución CREG 009-2016, por la cual se limitaron las exportaciones de energía solamente a plantas que suplieran generación de seguridad en el país importador con combustibles líquidos, ii) Mediante las Resoluciones CREG 025-2016 y CREG 029-2016 el regulador definió opciones para que la demanda recibiera beneficios a través de esquemas como la Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) y respuesta a la demanda (RD), iii) La Resolución CREG 027-2016 modificó la fórmula de remuneración del servicio de AGC y definió un procedimiento transitorio para la asignación de la reserva de regulación, la señal de precio quedo menos

acoplada con el precio de bolsa del mercado y solo podría revisarse si se realiza una subasta de asignación de este servicio en el futuro, iv) En la Resolución CREG 041-2016 se adicionaron reglas a las garantías para amparar la energía firme incremental para el Cargo por Confiabilidad.
En el segundo trimestre del año y una vez terminado el fenómeno de El Niño y con la recuperación de las plantas de Guatape y Flores IV que también presentaron indisponibilidad en el periodo de más criticidad, empezaron a salir las resoluciones de la CREG que derogaban las transitorias y se volvía a la normalidad en el mercado. Después de la crisis la CREG ha sacado una propuesta al mercado para fomentar la expansión en el mercado y que sea complementaria al actual cargo por confiabilidad. Lo que se busca es que mediante un esquema de subastas se asignen contratos con una duración de máximo 20 años y que se basen no en la energía firme sino la energía media de los proyectos, lo cual podría dar opción a tecnologías renovables. Después del proceso de divulgación y recepción de comentarios el regulador espera sacar el primer borrador de resolución a finales de septiembre de 2016. Adicionalmente el Departamento Nacional de Planeación adelantó un estudio con Ernst &Young con el fin de encontrar soluciones a algunos problemas del mercado eléctrico los cuales se enfocaron en los siguientes aspectos: i) Análisis de alternativas de diseño del mercado eléctrico, ii) Mecanismos de expansión y confiabilidad, iii) Mercado de corto plazo, iv) Mercado de contratos, v) Servicios complementarios y vi) Marco Institucional. Actualmente los gremios donde participa AES Chivor (Acolgen y Andesco) están realizando estudios similares para que sirvan de complemento a los elaborados por los entes oficiales. Se adelantaron reuniones con la Unidad de Planeamiento Minero Energética y XM, que es el operador del mercado, para presentar la metodología que permite explorar soluciones de Energy Storage para reducir restricciones en el sistema de transmisión. Se espera que la UPME establezca los requisitos para participar en una subasta de asignación de baterías en el área Atlántico según lo propuesto en el Plan de Expansión de Transmisión. AES Chivor en conjunto con Acolgen lograron que la resolución CREG 138 de 2015 fuera derogada la cual reducía los ingresos de las plantas menores y que afectaba directamente al Proyecto Tunjita. Se continuará haciendo seguimiento por posibles ajustes que desee hacer el regulador al respecto.

En Argentina, por su parte, se han hecho importantes modificaciones en el marco regulatorio eléctrico desde 2001. Estas modificaciones incluyen conversión de tarifas a pesos argentinos, congelamiento de precios de mercado, cancelación de los mecanismos de ajuste de inflación y la introducción de un sistema de fijación de precios complejo, que han afectado a generadores de electricidad y los otros actores del sector, y ha ocasionado importantes diferencias de precios en el mercado. El 26 de marzo de 2013, el Gobierno introdujo una resolución (Resolución 95-2013) que modifica el actual marco regulatorio eléctrico y que aplicará a los generadores del sistema con algunas excepciones. De acuerdo a esta resolución, se define un nuevo sistema de compensación del sector eléctrico, desde un mercado de “costo marginal” a un mercado de “costo medio”, el cual compensa a los generadores los costos fijos, costos variables no combustibles más un margen adicional. El 20 de mayo de 2014, el Gobierno Argentino publicó la resolución, RES SE 529/14, bajo la cual se actualizaron los valores de los márgenes de compensación a los generadores. El 10 de julio de 2015, se publicó la Resolución 482/15, que actualiza los valores de publicados en la anteriores resoluciones 95/13 y 529/14. A partir de noviembre 2015, y retroactivo desde febrero 2015, toda la energía vendida por Termoandes, que excede las ventas del programa Energía Plus, se pagará de acuerdo a la Resolución 482/15, que establece precios mayores a los del spot que reciben este tipo de ventas.
En el mes de Enero de 2016, mediante las Resoluciones N° 6 y 7, el Ministerio de Energía y Minería determinó el ajuste de tarifas de las Distribuidoras, actualizando los precios estacionales y reduciendo los subsidios.
El 11 de marzo del 2016 el Gobierno Argentino publicó la NOTA SEE N° 111, actualizando nuevamente los valores del Cargo Medio Incremental de la Demanda Excedente, llevando los mismos a 650 AR$/MWh para los GUMA/GUME y con valor nulo para los GUDI.
Adicionalmente, durante el mes de marzo, se han publicado dos Resoluciones en el marco de la Generación Eléctrica.
La Resolución N° 21, con el objeto de una convocatoria a incorporar nueva capacidad de generación de energía eléctrica firme para el próximo periodo estacional de verano (nov16-abr17) y los subsiguientes de invierno (may17-oct17) y verano (nov17-abr18). La misma busca poder cubrir el desabastecimiento en el corto plazo realizando contratos como la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico que remuneren la potencia instalada por un período máximo de diez años.

Y la Resolución N° 22, publicada el 30 de marzo, que actualiza los cargos remunerativos a los Generadores establecidos por las resoluciones previamente mencionadas (Res N°95/13, Res N°529/14, Res N°482/15).

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.

8.3.2. 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 de los proyectos futuros y obtener permisos reglamentarios. AES Gener no puede garantizar que las autoridades gubernamentales otorguen efectivamente cualquier autorización ambiental solicitada.

En junio de 2011 una nueva regulación medioambiental fue promulgada en Chile, la cual estableció nuevos límites de emisión de material particulado y gases producto de la generación termoeléctrica. Para centrales existentes, incluyendo aquellas en construcción, los nuevos límites de material particulado fueron efectivos a partir de fines de 2013 y los nuevos límites para SO2. NOX y emisiones de mercurio se aplican desde mediados de 2016, con la excepción de las plantas que operan en zonas declaradas saturadas o latentes, donde se aplican desde junio de 2015.

Para dar cumplimiento a esta norma, entre los años 2012 y a Junio de 2016, AES Gener completó el programa de inversiones que alcanzó aproximadamente MUS$529.000 (a nivel consolidado) en equipos de control de emisión para adecuar sus centrales existentes y las unidades de su asociada Guacolda. A la fecha no se requieren inversiones adicionales para cumplir con la normativa de emisiones vigente.

8.3.3. 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.

Con fecha 8 de febrero de 2016, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.899, que introduce cambios en el sistema tributario vigente y modifica en algunos aspectos la Ley N° 20.780.

La Ley N° 20.899, establece que a la Sociedad se le aplicará, por tratarse de una sociedad anónima abierta, el Sistema Parcialmente Integrado, no permitiendo optar por el Sistema de Renta Atribuida, tal como lo establecía anteriormente la Ley N° 20.780.

Esta modificación a la reforma original no tuvo impacto en la Compañía, por cuanto optó desde el principio por el Sistema Parcialmente Integrado. Asimismo, la ley de reforma tributaria 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 USD5 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 traspasar el mayor costo que implica nuevos tributos, lo que mitiga el efecto negativo de este último impuesto. Sin embargo, el efecto negativo estimado, asociado con este nuevo impuesto, es cercano a los MUS$30,000 desde 2017 hasta 2020, y a partir de 2021 el efecto disminuye gradualmente a la vez que van venciendo los contratos en que no se puede traspasar este mayor costo. El efecto negativo desaparece en 2025.

En Colombia, se espera que en el segundo semestre del 2016 el gobierno envíe al congreso un proyecto de reforma tributaria estructural, que unificaría el impuesto a las empresas con tasa de 30% - 35%. Además, se gravaría la distribución de dividendos con tasa de 10% - 15% y la venta de energía se encontraría gravada con IVA. Se espera que dicho proyecto de ley se encuentre vigente a partir del 1 de enero de 2017.

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.

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

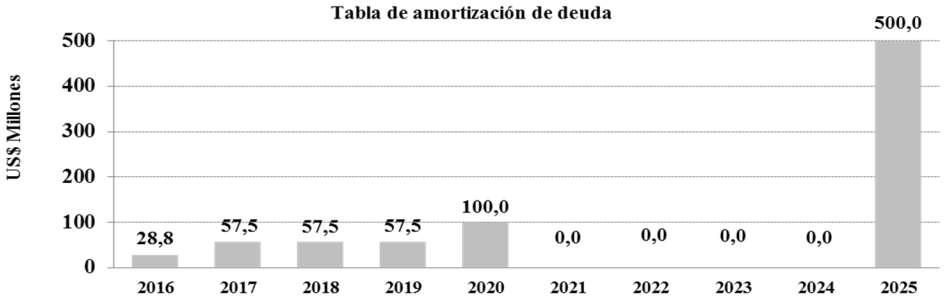
9.1 Resumen Estados Financieros

9.1.1. Tabla de resultados

Resultado (MUS$)	Junio 2016	Junio 2015	Variación %	Variación
Ingresos de actividades ordinarias				
Ventas por contrato	166.695	212.696	-22%	(46.001)
Ventas spot	5.260	3.228	63%	2.032
Otros ingresos	15.603	34.490	-55%	(18.887)
Total ingresos de actividades ordinarias	**187.558**	**250.414**	**-25%**	**(62.856)**
Costos de venta				
Costo de combustible	(57.190)	(62.769)	-9%	5.579
Compras de energía y potencia	(9.255)	(73.976)	-87%	64.721
Costos de transmisión	(15.481)	(8.711)	78%	(6.770)
Otros costos de venta	(27.709)	(32.647)	-15%	4.938
Depreciación	(33.678)	(23.340)	44%	(10.338)
Total costos de venta	**(143.313)**	**(201.443)**	**-29%**	**58.130**
Ganancia bruta	**44.245**	**48.971**	**-10%**	**(4.726)**
Gastos de administración	(6.709)	(5.967)	12%	(742)
EBITDA	**71.214**	**66.344**	**7%**	**4.870**
Costos financieros	(22.324)	(15.182)	47%	(7.142)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**16.091**	**15.223**	**6%**	**868**
Impuesto a las ganancias	(4.290)	(4.424)	-3%	134
Ganancia (pérdida)	**11.801**	**10.799**	**9%**	**1.002**

9.1.2. Datos de Balance

Efectivo y equivalente al efectivo	60.301	90.678	-33%	(30.377)
Propiedades, plantas y equipos	1.641.520	1.572.707	4%	68.813
Otros pasivos financieros corrientes	66.562	8.490	684%	58.072
Otros pasivos financieros no corrientes	740.582	823.923	-10%	(83.341)
Total Otros pasivos financieros	**807.144**	**832.413**	**-3%**	**(25.269)**



9.2 Balance de Energía

Energía (GWh)	Junio 2016	Junio 2015	Variación %
Generación			
Termo	**2.318**	**2.014**	**15%**
Compras			
Spot			
Otros generadores	10	123	-92%
Total Compras	**10**	**123**	**-92%**
Utilidad/(Pérdidas)	2	-	
Ventas			
Distribuidoras	398	1.133	-65%
Clientes Líbres	1.381	1.004	38%
Spot	551	-	0%
Total Ventas	**2.330**	**2.137**	**9%**

Al 30 de Junio de 2016, la disminución de MUS$4.726 en ganancia bruta se explica principalmente por el aumento en las amortizaciones de Propiedad, Planta y Equipos asociado a la entrada en operación Unidad 5. Esta disminución se compensó parcialmente con menores compras de energía asociadas a la terminación del contrato con CONAFE hacia finales de 2015 y a una baja significativa en los precios de energía en el mercado Spot. Adicionalmente, disminuyeron también los costos variables por un menor costo de carbón.

Cabe destacar también que las menores ventas a contratos regulados se vio compensada, a nivel físico, por un incremento en la demanda de contratos existentes y por contratos nuevos con clientes no regulados además de un incremento en las Ventas Spot.

En términos no operacionales, destaca el efecto positivo en otras ganancias (pérdidas), asociado al refinanciamiento ejecutado en abril de 2015, el cual generó pérdidas por MUS$10.882 como consecuencia de la amortización acelerada de los costos de financiamiento de las deudas refinanciadas.

La variación negativa en el costo financiero neto de MUS$10.405 a junio de 2016 se debe principalmente al aumento de deuda corporativa y a menores intereses capitalizados producto de la activación de la unidad 5 en diciembre de 2015, compensada parcialmente por un efecto positivo asociado a la valorización de instrumentos derivados.

10. Anexo Empresa Eléctrica Angamos S.A.

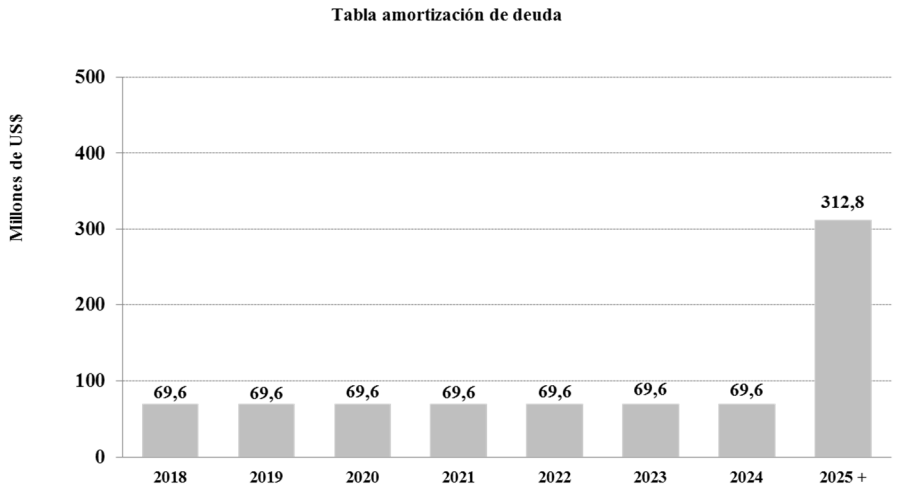
10.1 Resumen Estados Financieros

10.1.1 Tabla de resultados

Resultado (MUS$)	Junio 2016	Junio 2015	Variación %	Variación
Ingresos de actividades ordinarias				
Ventas por contrato	123.976	114.126	9%	9.850
Ventas spot	24.265	22.228	9%	2.037
Otros ingresos	3.409	462	638%	2.947
Total ingresos de actividades ordinarias	**151.650**	**136.816**	**11%**	**14.834**
Costos de venta				
Costo de combustible	(13.038)	(56.453)	-77%	43.415
Compras de energía y potencia	(51.890)	(2.182)	2278%	(49.708)
Costos de transmisión	(1.741)	(1.197)	45%	(544)
Otros costos de venta	(20.098)	(21.118)	-5%	1.020
Depreciación	(24.418)	(23.691)	3%	(727)
Total costos de venta	**(111.185)**	**(104.641)**	**6%**	**(6.544)**
Ganancia bruta	**40.465**	**32.175**	**26%**	**8.290**
Gastos de administración	(3.490)	(4.449)	-22%	959
EBITDA	62.331	52.563	**19%**	9.768
Costos financieros	(21.640)	(21.426)	1%	(214)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**29.089**	**8.140**	**257%**	**20.949**
Impuesto a las ganancias	(6.699)	(2.203)	204%	(4.496)
Ganancia (pérdida)	**22.390**	**5.937**	**277%**	**16.453**

10.1.2 Datos de balance

Efectivo y equivalente al efectivo	53.468	29.846	79%	23.622
Propiedades, plantas y equipos	943.006	963.942	-2%	(20.936)
Otros pasivos financieros corrientes	4.143	15.603	-73%	(11.460)
Otros pasivos financieros no corrientes	793.839	780.381	2%	13.458
Total Otros pasivos financieros	**797.982**	**795.984**	**0%**	**1.998**



10.2 Balance de Energía

Energía (GWh)	Junio 2016	Junio 2015	Variación %
Generación			
Termo	**1.936**	**1.709**	**13%**
Utilidad/(Pérdidas)	(19)	(20)	-5%
Ventas			
Clientes Libres	1.679	1.484	13%
Ventas Spot	238	205	16%
Total Ventas	**1.917**	**1.689**	**13%**

Al 30 de Junio de 2016, el aumento de MUS$8.290 en la ganancia bruta de Angamos, comparada con igual periodo del 2015, se explica principalmente por mayores ventas físicas en el mercado spot de 33 GWh en el primer semestre de 2016 comparado con igual período de 2015. A su vez, contribuyeron también favorablemente el incremento de 11% en el precio promedio spot en el SING y la reducción de los precios del carbón.

En términos no operacionales destaca el mayor ingreso a junio de 2016 comparado con igual período de 2015 en otras ganancias (pérdidas) por MUS$7.585 asociado al refinanciamiento de deuda ejecutado en 2016. Aprovechando circunstancias favorables de mercado, la compañía rescató una porción (MU$S 199.028) de la deuda por el Bono 144/A emitidos a fines de 2014 que cotizaban por debajo de su valor nominal y financió esa operación con Bancos Locales a menores tasas.

Adicionalmente destaca la variación positiva a junio de 2016 en ingresos financieros de MUS$6.388, la cual se debe principalmente a mayores intereses intercompañía asociados a un mayor nivel de préstamos por cobrar con AES Gener S.A.