



ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LA GERENCIA DEL RESULTADO DE LAS OPERACIONES POR EL TERCER TRIMESTRE DE 2017 Y 2016 DE ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.

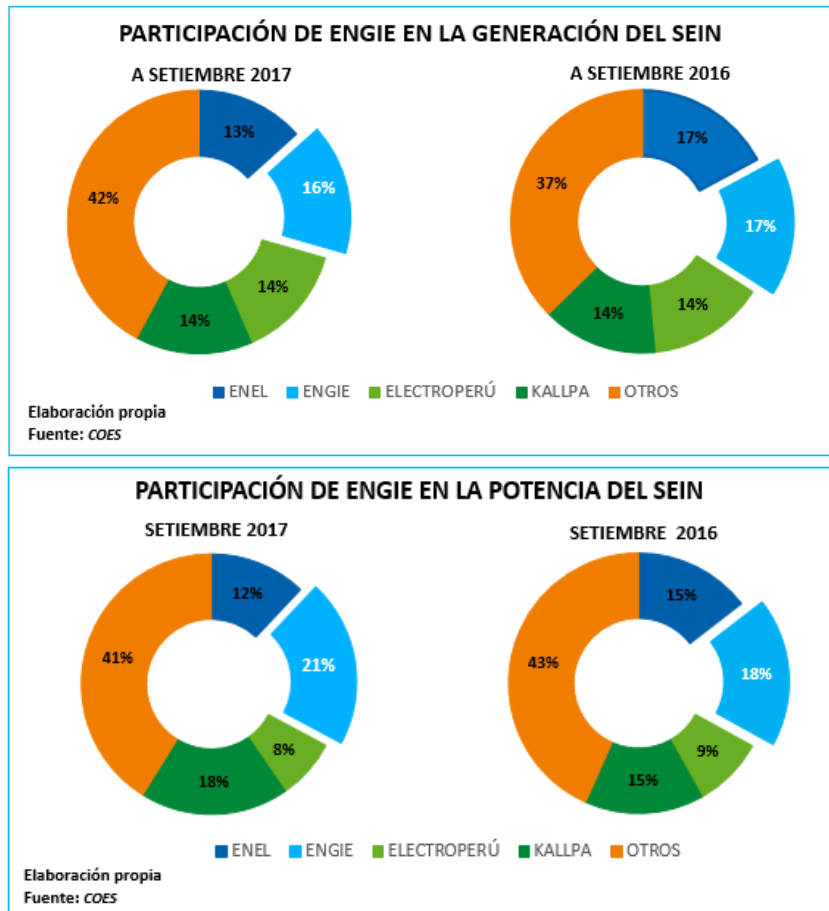
El presente análisis sobre los resultados de las operaciones y situación financiera deberá ser leído conjuntamente con los estados financieros trimestrales y las notas que los acompañan, los cuales han sido elaborados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"). Las cifras indicadas a continuación están expresadas en miles de dólares estadounidenses (excepto que se indique lo contrario).

1. INDICADORES DEL SECTOR

El suministro de energía al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional ("SEIN") al 30 de setiembre de 2017 alcanzó 36,588 GWh, 1.8% mayor a la registrada en el mismo periodo de 2016 (35,942 GWh).

La máxima demanda de potencia en el sistema al 30 de setiembre de 2017 ascendió a 6,342 MW, (6,289 MW al mismo periodo de 2016) representando un incremento de 1%.

La participación de ENGIE Energía Perú S.A (en adelante "ENGIE") en el 2017 en el SEIN, fue de 16.1% en generación y 20.8% en potencia (16.9% y 18.4% respectivamente durante el mismo periodo de 2016) con lo cual confirma su posición de liderazgo en el sector eléctrico peruano, tal como se muestra a continuación:





2. HECHOS DE IMPORTANCIA DURANTE EL TERCER TRIMESTRE DEL 2017

- Con fecha 17 de agosto de 2017, Marcelo Soares asume la función de Vicepresidente de Finanzas de ENGIE en reemplazo de Eduardo Milligan. Posteriormente, en sesión de Directorio del 12 de setiembre, es nombrado Director alterno de ENGIE.
- En sesión no presencial de fecha 27 de setiembre de 2017, el Directorio acordó los siguientes puntos: (i) aceptar la renuncia del Sr. Michel Gantois al cargo de Gerente General de ENGIE, y (ii) nombrar al Sr. Hendrik De Buyserie como nuevo Gerente General. Ambos acuerdos tendrán efectos desde la fecha que será determinada por ENGIE.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

ESTADO DE RESULTADOS (Miles de dólares estadounidenses)

Rubros	A Setiembre		Variación	% Var.	III Trimestre		Variación	% Var.
	2017	2016			2017	2016		
Ventas netas de energía eléctrica	543,842	563,595	(19,753)	(4%)	169,383	185,963	(16,580)	(9%)
Costo de ventas de energía eléctrica	(340,405)	(342,485)	2,080	(1%)	(124,279)	(123,258)	(1,021)	1%
Utilidad Bruta	203,437	221,110	(17,673)	(8%)	45,104	62,705	(17,601)	(28%)
Margen Bruto (%)	37%	39%			27%	34%		
Gastos de Administración	(16,853)	(13,438)	(3,415)	25%	(6,803)	(4,823)	(1,980)	41%
Otros ingresos y gastos (neto)	30,580	3,140	27,440	874%	1,641	600	1,041	174%
Utilidad Operativa	217,164	210,812	6,352	3%	39,942	58,482	(18,540)	(32%)
Margen Operativo (%)	40%	37%			24%	31%		
Ingresos financieros (Incluye ganancia neta por instrumentos financieros derivados y diferencia en cambio)	7,632	4,936	2,696	55%	1,949	(846)	2,795	(330%)
Gastos Financieros	(37,391)	(28,645)	(8,746)	31%	(13,350)	(9,824)	(3,526)	36%
Utilidad antes de Impuesto a la Renta	187,405	187,103	302	0%	28,541	47,812	(19,271)	(40%)
% de Ventas	34%	33%			17%	26%		
Impuesto a la Renta	(58,657)	(49,687)	(8,970)	18%	(9,652)	(12,726)	3,074	(24%)
Utilidad Neta	128,748	137,416	(8,668)	(6%)	18,889	35,086	(16,197)	(46%)
Margen Neto (%)	24%	24%			11%	19%		

3.1. VENTAS NETAS

Cifras en Miles de Dólares	A Setiembre		III Trimestre	
	2017	2016	2017	2016
Ventas de energía, potencia y peajes	536,153	557,038	166,379	185,168
Otros ingresos	7,689	6,557	3,004	795
Total	543,842	563,595	169,383	185,963

Los ingresos correspondientes al tercer trimestre del 2017 fueron 9% menores respecto del mismo periodo del año anterior, originado principalmente por la menor demanda de clientes libres y regulados debido a la culminación de algunos contratos comerciales, parcialmente compensado por el ingreso de potencia por la entrada en operación de la C.T. Ilo41 – Nodo Energético Planta



llo. De forma similar, los ingresos acumulados a setiembre de 2017 fueron 4% menor respecto del mismo periodo del año anterior.

Durante el tercer trimestre del 2017, las ventas a clientes libres y regulados representaron el 45% y 55% respectivamente, (55% y 45% para el mismo periodo de 2016). Mientras que, el acumulado al tercer trimestre del 2017, las ventas a clientes libres y regulados representan un 51% y 49% respectivamente (54% y 46% para el mismo periodo del 2016).

3.2. COSTO DE VENTAS

Cifras en Miles de Dólares	A Setiembre		III Trimestre	
	2017	2016	2017	2016
Compra de energía, potencia y peaje	(102,710)	(103,808)	(35,192)	(30,909)
Consumo de combustibles	(140,230)	(154,945)	(54,770)	(64,705)
Depreciación	(54,619)	(42,655)	(19,510)	(14,845)
Otros costos de generación	(42,846)	(41,077)	(14,807)	(12,799)
Total	(340,405)	(342,485)	(124,279)	(123,258)

Durante el tercer trimestre del 2017, el costo de ventas fue 1% mayor respecto del mismo periodo de 2016, principalmente originado por la mayor depreciación como consecuencia del ingreso a operación de nuevas plantas de generación y mantenimientos mayores, compensado por un menor consumo de combustibles (petróleo) debido a la menor generación de las Centrales Térmicas de llo. Por otra parte, el costo de ventas acumulado a setiembre de 2017 fue menor en 1% respecto del mismo periodo del 2016.

3.3. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Cifras en Miles de Dólares	A Setiembre		III Trimestre	
	2017	2016	2017	2016
Cargas de personal	(10,333)	(7,647)	(3,563)	(2,664)
Servicios prestados por terceros	(3,256)	(3,815)	(1,254)	(1,438)
Otros gastos de gestión	(3,264)	(1,976)	(1,986)	(721)
Total	(16,853)	(13,438)	(6,803)	(4,823)

Los gastos de administración del tercer trimestre del 2017 fueron 41% mayor respecto del mismo periodo de 2016. Este incremento se debe principalmente a cargas de personal incurridas por la entrada en operación comercial de nuevos proyectos y por el reconocimiento mensual de bonificaciones de personal devengados a setiembre de 2017 (en el 2016, este concepto fue incluido en el cuarto trimestre de dicho año), además de la provisión de cobranza dudosa por facturaciones en controversia.

3.4. UTILIDAD OPERATIVA

La utilidad acumulada al tercer trimestre del 2017 (US\$217,164) fue mayor en 3% respecto del mismo periodo de 2016 (US\$ 210,811) debido principalmente a los ingresos relacionados a penalidades comerciales ejecutadas en el segundo trimestre, compensadas con la disminución en la venta de energía.



3.5. **GASTOS FINANCIEROS (NETO)**

Cífrs en Miles de Dólares	A Setiembre		III Trimestre	
	2017	2016	2017	2016
Gastos por Intereses	(36,826)	(28,522)	(12,817)	(9,722)
Ganancia neta por instrumentos financieros derivados	4,253	4,459	1,695	1,464
Otros gastos (ingresos) financieros neto	220	(1)	171	(68)
Ingreso de Intereses en depósitos	472	237	340	101
Diferencia en Cambio Neta (Ingreso) Gasto	2,122	118	(790)	(2,445)
Total	(29,759)	(23,709)	(11,401)	(10,670)

Los gastos financieros (netos) del tercer trimestre 2017 fueron 7% mayores respecto del mismo periodo de 2016. Este incremento se debe principalmente a mayores gastos de intereses de arrendamientos financieros por la entrada en operación comercial de las plantas C.T.ChilcaDos y C.T. Ilo41 – Nodo Energético Planta Ilo, compensado parcialmente con el menor gasto por la variación de tipo de cambio de dicho periodo. Por otra parte, a setiembre del 2017, los gastos financieros netos fueron 26% mayores respecto del mismo periodo del 2016, debido al incremento de gastos por intereses de arrendamientos financieros, compensados por un mayor ingreso por ganancia en diferencia en cambio del periodo.

3.6. **IMPUESTO A LA RENTA**

El impuesto a la renta del tercer trimestre del 2017 fue 24% menor respecto del mismo periodo del año anterior, debido principalmente a los menores ingresos reconocidos en el trimestre. Asimismo, el gasto del impuesto a la renta acumulado a setiembre de 2017, fue mayor en 18% respecto del mismo periodo del año anterior, originado principalmente a la diferencia de tasa del impuesto a la renta corriente vigente en cada periodo (29.5% para el 2017 y 28.0% para el 2016).

3.7. **UTILIDAD NETA**

Como resultado de las explicaciones indicadas en los puntos anteriores, la utilidad del tercer trimestre del 2017 (US\$18,888) fue menor en 46% respecto del mismo periodo del 2016 (US\$35,085).



4. SITUACIÓN FINANCIERA

4.1. INDICADORES ECONÓMICOS

Los principales indicadores económicos son:

	Por el periodo terminado el 30 de setiembre de		Por el periodo terminado el 31 de diciembre de	
	2017	2016	2016	2015
Índices de Liquidez				
Prueba Corriente	1.03x	0.92x	0.75x	0.65x
Prueba Ácida	0.75x	0.65x	0.50x	0.46x
Índices de Solvencia				
Endeudamiento Patrimonial	1.19x	1.28x	1.36x	1.36x
Endeudamiento de Largo Plazo	0.51x	0.52x	0.51x	0.51x
Índices de Rentabilidad				
Rentabilidad sobre Activos (ROA)	5.5%	6.1%	5.9%	8.8%
Rentabilidad sobre Patrimonio (ROE)	12.0%	13.9%	13.8%	20.8%

Prueba Corriente	:	Total Activo Corriente / Total Pasivo Corriente
Prueba Ácida	:	Total Activo Corriente – Existencias - Gastos Pagados por Anticipado / Total Pasivos Corrientes
Endeudamiento Patrimonial	:	Total Pasivo / Total Patrimonio
Endeudamiento de Largo Plazo	:	Pasivo No Corriente / (Inmuebles, Maquinaria y Equipo, Neto + Activos Intangibles)
Rentabilidad sobre Activos	:	Utilidad Neta / Total Activo
Rentabilidad sobre Patrimonio	:	Utilidad Neta / Total Patrimonio

4.2. ENDEUDAMIENTO

Al 30 de setiembre de 2017, el endeudamiento de largo plazo representa el 100% del total de la deuda financiera. La deuda financiera establecida a tasas fijas representa el 89% del total de la deuda financiera y del total de la deuda de largo plazo.

ENGIE mantiene una clasificación de riesgo de sus instrumentos de deuda (Bonos Corporativos) de AAA y de las acciones comunes de 1° Clase, emitidas por dos clasificadoras de riesgo autorizadas por la Superintendencia de Mercado de Valores (SMV), dichas categorías corresponden a las de más alto nivel de solvencia, estabilidad y capacidad de pago.



La composición de la deuda financiera es la siguiente:

DEUDA FINANCIERA
(Miles de dólares estadounidenses)

Deuda Financiera	Por el periodo terminado a	
	Set. 2017	Dic. 2016
Préstamos de Corto Plazo	-	80,203
Préstamos de Largo Plazo	109,104	135,449
Arrendamiento Financiero ChilcaUno - Ciclo Combinado	96,273	128,365
Arrendamiento Financiero C.T. Ilo31 - Reserva Fría	58,119	83,027
Arrendamiento Financiero Nodo Energético	247,958	283,229
Arrendamiento Financiero ChilcaDos	114,967	115,837
Bonos Corporativos	288,517	183,336
Total Deuda	914,938	1,009,446