

- ✓ **El EBITDA en el cuarto trimestre 2018 ascendió a US\$ 69.4 millones, representando un crecimiento de 39% respecto del mismo periodo del 2017 (US\$ 49.9 millones). En el mismo periodo, el resultado neto ascendió a US\$ 26.5 millones, mientras que en el mismo periodo del 2017 había sido de US\$ 0.7 millones.**
- ✓ **El EBITDA en 2018 ascendió a US\$ 274.1 millones, menor en 15% respecto del mismo periodo del 2017 (US\$ 324.3 millones) principalmente originado por menores márgenes en la venta de energía y potencia. Sin embargo, el número de clientes libres en 2018 pasó de 49 a 68 (incremento de 39% respecto del 2017) debido a la entrada en vigencia de nuevos contratos comerciales.**
- ✓ **El resultado neto en 2018 fue de US\$ 108.3 millones, menor en 16% respecto al 2017 (US\$ 129.4 millones).**

1. INDICADORES DEL SECTOR

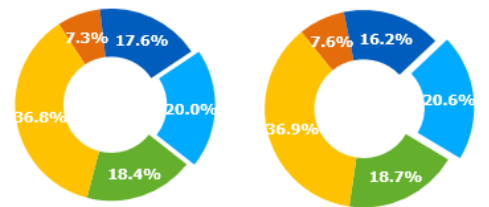
La generación de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SEIN") al 31 de diciembre de 2018 alcanzó 50,817 GWh, representando un crecimiento de 3.7% respecto del mismo periodo de 2017 (48,993 GWh).

La máxima demanda de potencia en el SEIN durante el 2018 ascendió a 6,885 MW (en diciembre), representando un crecimiento de 4.4% respecto a la máxima demanda del 2017 (6,596 MW en marzo).

La participación de ENGIE Energía Perú S.A. (en adelante "EEP") al 31 de diciembre de 2018 en el SEIN fue de 10.5% en generación y 20.0% en potencia efectiva (15.9% y 20.6%, respectivamente durante el mismo periodo de 2017).

PARTICIPACIÓN DE ENGIE EN LA POTENCIA DEL SEIN

A DICIEMBRE - 2018 A DICIEMBRE - 2017



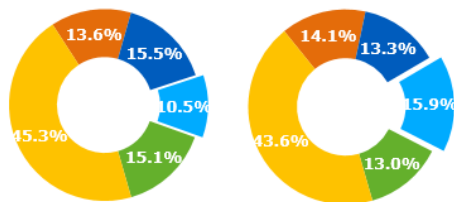
■ ELECTROPERÚ ■ ENEL ■ ENGIE ■ KALLPA ■ OTROS

Elaboración propia
Fuente: COES

La producción de energía de EEP, al 31 de diciembre de 2018 ascendió a 5,334 GWh, representando una disminución del 31.7% respecto de la producción del año anterior (7,807 GWh). Esta disminución se debe principalmente a la menor generación asignada por el COES a la Central Termoeléctrica ChilcaUno e Ilo21.

PARTICIPACIÓN DE ENGIE EN LA GENERACIÓN DEL SEIN

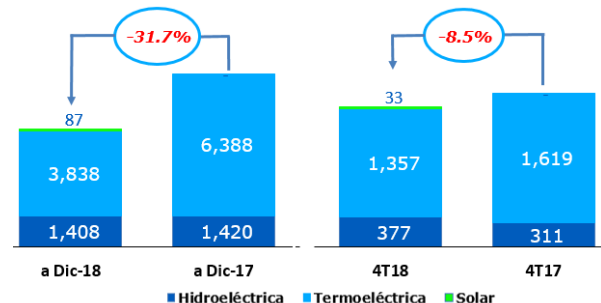
A DICIEMBRE - 2018 A DICIEMBRE - 2017



■ ELECTROPERÚ ■ ENEL ■ ENGIE ■ KALLPA ■ OTROS

Elaboración propia
Fuente: COES

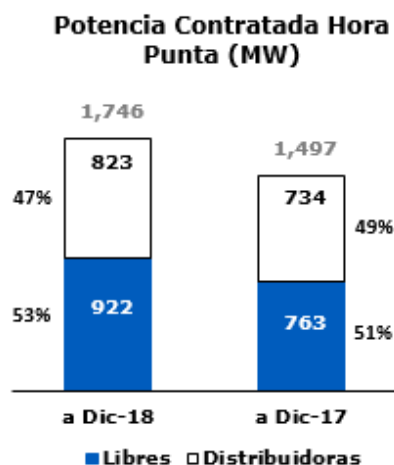
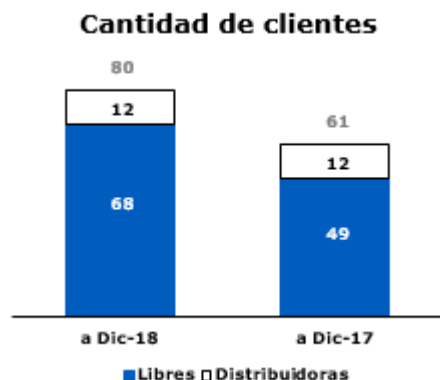
Generación ENGIE por tipo de fuente en GWh



■ Hidroeléctrica ■ Termoeléctrica ■ Solar

(*) 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").

La participación de los clientes libres (68) en el portafolio de la compañía representa el 49.5% de los ingresos al 31 de diciembre de 2018.



2. ANÁLISIS DE RESULTADOS

ESTADO DE RESULTADOS (Miles de dólares estadounidenses)

| Rubros | A Diciembre (**) | | Variación | % Var. | IV Trimestre (**) | | Variación | % Var. |
|---|------------------|----------------|-----------------|--------------|-------------------|---------------|---------------|--------------|
| | 2018 | 2017 | | | 2018 | 2017 | | |
| Ventas netas | 520,909 | 577,018 | (56,109) | (10%) | 136,114 | 113,470 | 22,644 | 20% |
| Costo de ventas | (328,084) | (339,269) | 11,185 | (3%) | (83,895) | (78,828) | (5,067) | 6% |
| Utilidad Bruta | 192,825 | 237,749 | (44,924) | (19%) | 52,219 | 34,642 | 17,577 | 51% |
| Margen Bruto (%) | 37% | 41% | | | 38% | 31% | | |
| Gastos de Administración | (23,356) | (24,406) | 1,050 | (4%) | (7,664) | (7,553) | (111) | 1% |
| Otros ingresos y gastos (neto) | 16,577 | 28,502 | (11,925) | (42%) | 1,037 | (2,173) | 3,210 | (148%) |
| Utilidad Operativa | 186,046 | 241,845 | (55,799) | (23%) | 45,592 | 24,916 | 20,676 | 83% |
| Margen Operativo (%) | 36% | 42% | | | 33% | 22% | | |
| Ingresos financieros (Incluye ganancia neta por instrumentos financieros derivados) | 12,661 | 7,996 | 4,665 | 58% | 5,562 | 2,362 | 3,200 | 135% |
| Gastos Financieros (Incluye diferencia en cambio neta) | (46,232) | (51,730) | 5,498 | (11%) | (13,133) | (16,461) | 3,328 | (20%) |
| Utilidad antes de Impuesto a la Renta | 152,475 | 198,111 | (45,636) | (23%) | 38,021 | 10,817 | 27,204 | 251% |
| % de Ventas | 29% | 34% | | | 28% | 10% | | |
| Impuesto a la Renta | (44,218) | (68,735) | 24,517 | (36%) | (11,561) | (10,111) | (1,450) | 14% |
| Utilidad Neta | 108,257 | 129,376 | (21,119) | (16%) | 26,460 | 706 | 25,754 | 3648% |
| Margen Neto (%) | 21% | 22% | | | 19% | 1% | | |
| EBITDA (*) | 274,092 | 324,343 | (50,251) | (15%) | 69,401 | 49,895 | 19,506 | 39% |
| Margen EBITDA (%) | 53% | 56% | | | 51% | 44% | | |
| (*) EBITDA = Utilidad Bruta - Gastos Administrativos + Otros ingresos y gastos (netos) + Depreciación y Amortización | | | | | | | | |

2.1 VENTAS NETAS

Los ingresos correspondientes al cuarto trimestre del 2018 (en adelante "4T18") fueron US\$136.1 millones, 20% mayores respecto del mismo periodo del 2017 (US\$ 113.5 millones). Este incremento se debe principalmente a: (i) mayores ingresos por mayor consumo de energía y potencia de clientes libres, (ii) mayores ingresos por prestaciones de servicios y (iii) reconocimiento de ingresos por resolución legal de controversias comerciales.

Los ingresos al 31 de diciembre de 2018 (US\$520.9 millones) fueron 10% menores respecto del mismo periodo del 2017 (US\$ 577.0 millones), debido a: (i) culminación de algunos contratos comerciales durante el año 2017, (ii) menores ingresos por un menor precio en la venta de energía y potencia a los clientes libres y (iii) culminación del DU N° 049 en el tercer trimestre 2017.

2.2 COSTO DE VENTAS

Durante el 4T18, el costo de ventas (US\$ 83.9 millones) fue 6% mayor respecto del mismo periodo de 2017 (US\$78.8 millones). Este incremento se debe principalmente al efecto neto de: (i) mayor compra de energía y potencia, para atender la demanda contratada con clientes libres y empresas distribuidoras, compensados parcialmente con (ii) menor consumo de combustible (petróleo, carbón y gas natural) como resultado de una menor generación de las plantas de Moquegua (Ilo21, Ilo31 e Ilo41) y Lima (ChilcaUno).

El costo de venta al 31 de diciembre de 2018 (US\$328.1 millones) fue 3% menor respecto del mismo periodo del 2017 (US\$339.3 millones). La disminución se debe principalmente al efecto neto de: i) menor consumo de combustible (petróleo, carbón y gas natural), parcialmente compensada con (ii) mayor compra de energía y potencia, y (iii) mayor depreciación por ingreso a operación de la central Intipampa y mantenimientos mayores de la C.T. ChilcaUno.

2.3 GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Los gastos de administración del 4T18 (US\$ 7.7 millones) fueron similares respecto del mismo periodo de 2017 (US\$7.6 millones).

Los gastos de administración al 31 de diciembre de 2018 (US\$23.4 millones) fueron 4% menores respecto del mismo periodo de 2017 (US\$24.4 millones) debido principalmente a menores gastos por reconocimiento de cobranza dudosa.

2.4 UTILIDAD OPERATIVA

La utilidad operativa del 4T18 (US\$45.6 millones) fue mayor en 83% respecto del mismo periodo de 2017 (US\$24.9 millones) debido principalmente a lo indicado en el punto 2.1 Ventas Netas y 2.2 Costo de Ventas.

La utilidad operativa al 31 de diciembre de 2018 (US\$186.0 millones) fue menor en 23% respecto del mismo periodo del 2017 (US\$241.8 millones), principalmente originado por menores precios de venta y por un menor ingreso relacionado a aplicación de penalidades comerciales, ejecutadas en el ejercicio 2017.

2.5 GASTOS FINANCIEROS (NETO)

Los gastos financieros netos del 4T18 (US\$7.6 millones) fueron 46% menores respecto del mismo periodo del 2017 (US\$14.1 millones), debido principalmente al efecto neto de: (i) menores gastos en intereses como resultado de una menor deuda de arrendamientos financieros, compensados parcialmente con (ii) mayores gastos en intereses de bonos del Tercer Programa de Bonos Corporativos de ENGIE.

De forma similar, los gastos financieros netos al 31 de diciembre de 2018 (US\$33.6 millones) fueron 23% menores respecto del mismo periodo del 2017 (US\$43.7 millones), como resultado de la estrategia de reperfilamiento de la deuda.

2.6 IMPUESTO A LA RENTA

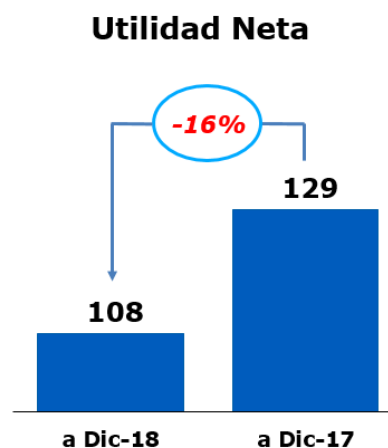
El impuesto a la renta del 4T18 (US\$11.6 millones) fue 14% mayor respecto del mismo periodo del año 2017 (US\$10.1 millones), debido principalmente a una mayor utilidad operativa antes de impuestos.

El impuesto a la renta al 31 de diciembre de 2018 (US\$44.2 millones) fue 36% menor respecto del mismo periodo de 2017 (US\$68.7 millones).

2.7 UTILIDAD NETA

Como resultado de las explicaciones indicadas en los puntos anteriores, la utilidad neta del 4T18 fue US\$26.5 millones (US\$0.7 millones para el mismo periodo del 2017).

La utilidad neta al 31 de diciembre de 2018 (US\$108.3 millones) fue 16% menor respecto del mismo periodo del año 2017 (US\$129.4 millones).



3. SITUACIÓN FINANCIERA

3.1 INDICADORES ECONÓMICOS

Los principales indicadores económicos son:

| Indicador | Por el periodo terminado el 31 de diciembre de | |
|---|--|-------|
| | 2018 | 2017 |
| Índices de Liquidez | | |
| Prueba Corriente (1) | 1.53x | 0.88x |
| Prueba Ácida (2) | 1.05x | 0.59x |
| Índices de Solvencia | | |
| Endeudamiento Patrimonial (3) | 1.01x | 1.18x |
| Endeudamiento de Largo Plazo (4) | 0.52x | 0.50x |
| Índices de Rentabilidad | | |
| Rentabilidad sobre Activos (ROA) (5) | 4.9% | 5.7% |
| Rentabilidad sobre Patrimonio (ROE) (6) | 9.8% | 12.5% |
| Covenants | | |
| Deuda financiera/EBITDA (*) | 2.67 | 2.58x |
| Deuda neta/EBITDA (*) | 2.39 | 2.46x |

(*) EBITDA = Utilidad Operativa – Gastos Administrativos + Otros Ingresos y gastos (neto) + Depreciación y Amortización

(1) Total Activo Corriente / Total Pasivo Corriente

(2) Total Activo Corriente – Existencias - Gastos Pagados por Anticipado / Total Pasivos Corrientes

(3) Total Pasivo / Total Patrimonio

(4) Pasivo No Corriente / (Inmuebles, Maquinaria y Equipo, Neto + Activos Intangibles)

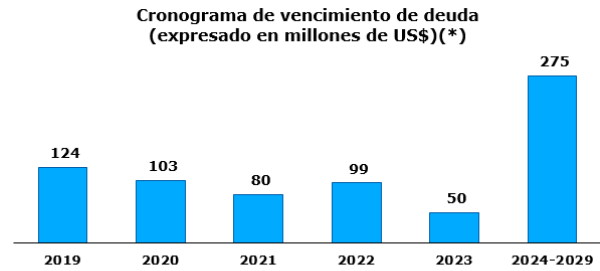
(5) Utilidad Neta / Total Activo

(6) Utilidad Neta / Total Patrimonio

3.2 ENDEUDAMIENTO

Al 31 de diciembre de 2018, el endeudamiento de largo plazo representa el 100% del total de la deuda financiera, la que se encuentra establecida a tasas fijas.

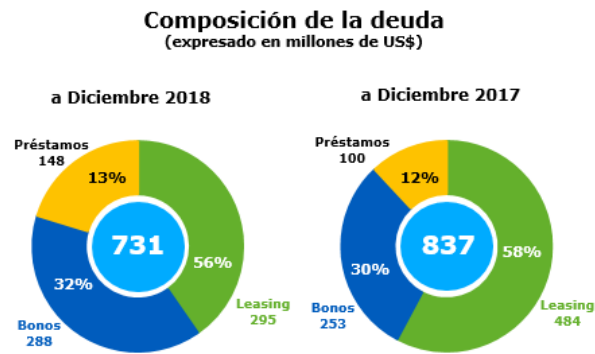
EEP mantiene una clasificación de riesgo de sus instrumentos de deuda (Bonos Corporativos) de AAA y de las acciones comunes de 1° Clase, emitidas por Apoyo & Asociados Internacionales y Equilibrium Clasificadora de Riesgo, las cuales cuentan con la autorización correspondiente de la Superintendencia de Mercado de Valores (SMV). Dicha categoría corresponde a la de más alto nivel de solvencia, estabilidad y capacidad de pago.



(*) La deuda corresponde al principal (no incluye efectos de instrumentos financiero derivados) y se encuentra expresada al tipo de cambio cierre del 31 de diciembre 2018.

3.3 ACCIONES COMUNES

A continuación, se detallan las cotizaciones mensuales de los valores representativos de acciones inscritos en negociaciones en la Bolsa de Valores de Lima:



Elaboración propia
 Fuente: Bolsa de Valores de Lima

4. HECHOS DE IMPORTANCIA DURANTE EL CUARTO TRIMESTRE DEL 2018

- ✓ Con fecha 13 de noviembre de 2018, de conformidad con lo establecido en la política de dividendos de la Sociedad, aprobada por Junta General de Accionistas del 01 de octubre de 2015, el Directorio acordó la distribución de dividendos a cuenta del año 2018 por la suma equivalente al 30% de la utilidad neta al 30 de junio de 2018. Los dividendos distribuidos son con cargo a las utilidades acumuladas de la Sociedad disponibles al 31 de diciembre de 2014. En tal sentido, el Directorio aprobó distribuir la suma de aproximadamente US\$ 18.1 millones.
- ✓ El 25 de octubre de 2018 se comunicó la renuncia del Sr. Ricardo Briceño al cargo de Director de la Sociedad. Posteriormente, el 13 de noviembre de 2018, la Sociedad comunicó la designación del Sr. Marc Jacques Verstraete como Director de la Sociedad.
- ✓ El 29 de diciembre de 2018, se comunicó la exclusión de Valores de los valores denominados "Segunda Emisión" del Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP del Registro Público del Mercado, en función a su vencimiento.