

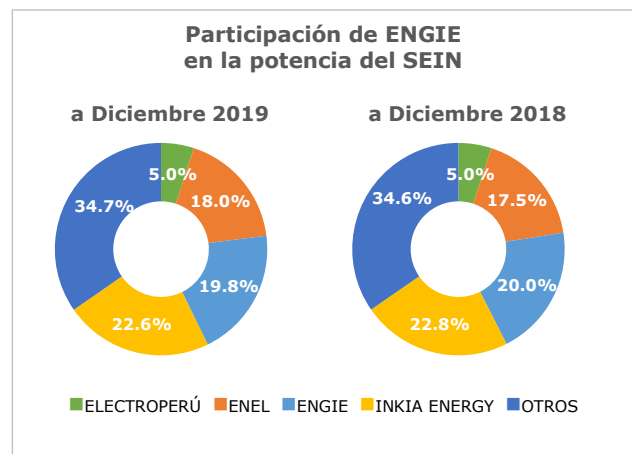
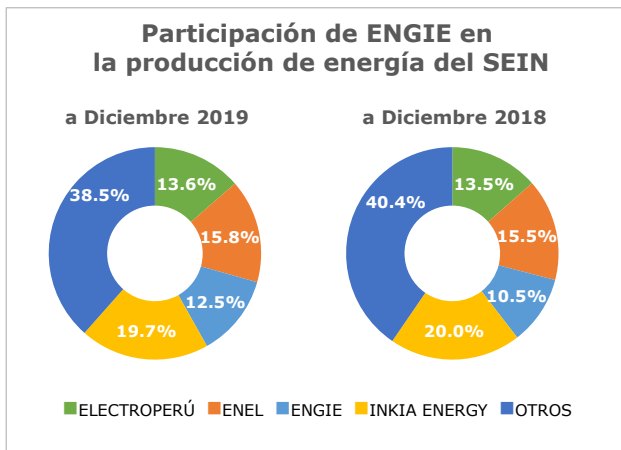
- ✓ **En el marco de la COP25 y en línea con nuestra estrategia de promover una transición a un mundo cero carbono, se anunció la salida de operación comercial de la central a carbón Ilo21 para el 2022. Por lo que se ha reconocido en este trimestre una provisión por deterioro del activo por US\$25.7 millones, siendo un efecto no recurrente y no monetario.**
- ✓ **En el cuarto trimestre del 2019, el EBITDA ascendió a US\$ 33.3 millones, representando una reducción de 53% respecto del mismo periodo del 2018 (US\$ 70.6 millones). Sin incluir los conceptos no recurrentes, el EBITDA del periodo fue US\$ 59.0 millones, representando una disminución de 3% respecto del mismo periodo del 2018 (US\$ 61.0 millones). En el trimestre, el resultado neto ascendió a US\$ 9.3 millones, mientras que en el mismo periodo del 2018 había sido de US\$ 26.5 millones (US\$ 27.5 millones y US\$ 18.8 millones sin los efectos no recurrentes, respectivamente).**
- ✓ **En el año 2019, el EBITDA alcanzó US\$250.5 millones, 10% menos respecto al 2018² (US\$278.7 millones) debido principalmente a la provisión por deterioro de Ilo21. Sin incluir los conceptos no recurrentes, el EBITDA del año fue de US\$270.4 millones (3% mayor que el 2018). El resultado neto del 2019 fue de US\$104.2 millones, menor en 4% respecto al 2018² (US\$108.3 millones) principalmente como resultado de la disminución del EBITDA compensado parcialmente por la disminución en la depreciación y en los gastos financieros netos. Sin considerar los conceptos no recurrentes, el resultado neto del año alcanzó US\$ 119.1 millones (27% por encima del alcanzado en 2018).**

1 INDICADORES DEL SECTOR

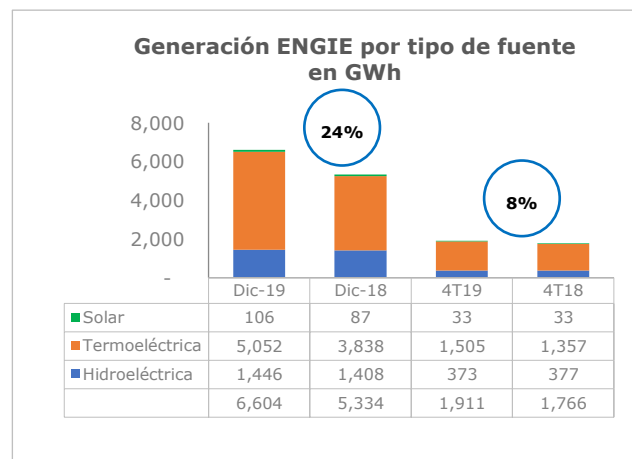
La generación de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "sistema" o SEIN) al 31 de diciembre del 2019 alcanzó 52,943 GWh, representando un crecimiento de 4.2% respecto del mismo periodo del 2018 (50,817 GWh).

La máxima demanda de potencia en el sistema durante el 2019 ascendió a 7,018 MW (en diciembre), representando un crecimiento de 1.9% respecto a la máxima demanda del mismo periodo del 2018 (6,885 MW en diciembre).

diciembre del 2019 ascendió a 6,604 GWh, representando un incremento del 23.8% respecto de la producción del mismo periodo del año anterior (5,334 GWh) debido a la mayor generación de la Central Termoeléctrica ChilcaUno y ChilcaDos.



La participación de ENGIE Energía Perú S.A. (en adelante "EEP") al 31 de diciembre del 2019 en el sistema fue de 12.5% en generación y 19.8% en potencia efectiva (10.5% y 20.0%, respectivamente durante el mismo periodo del 2018).



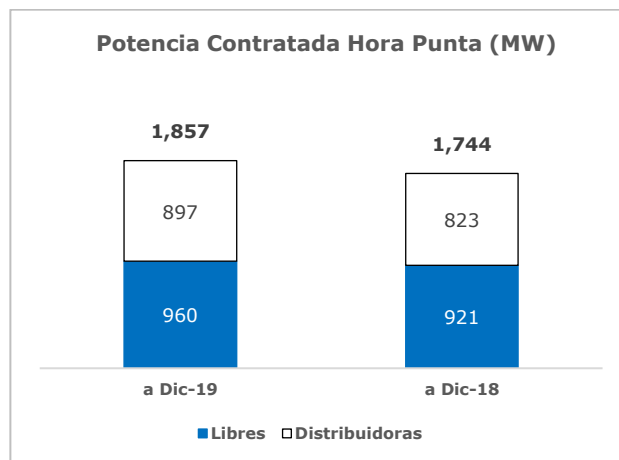
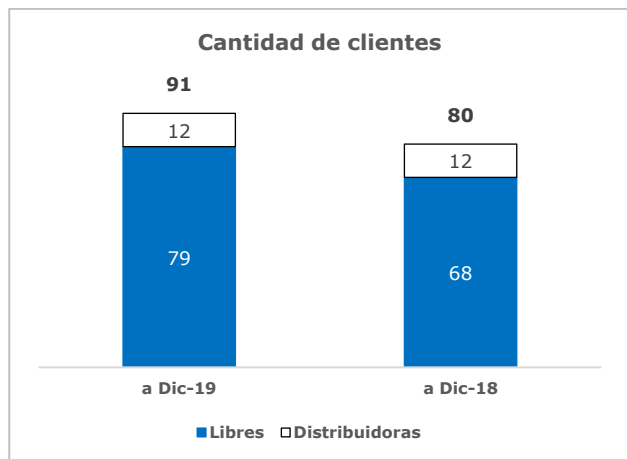
La producción de energía de EEP, al 31 de

¹ 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").

² Calculado en base a Estados Financieros reestructurados en aplicación de la Norma Internacional de Información Financiera 16 (NIIF 16) vigente a partir de 2019.

Al 31 de diciembre del 2019, EEP cuenta con 79 clientes libres que representan 48.5% de los ingresos por energía y potencia y 12 empresas distribuidoras que representan un 51.5% de los mismos.

Al 31 de diciembre del 2019, la potencia contratada en hora punta fue de 1,861 MW superior en un 6.5% con respecto al mismo periodo del año anterior.



2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

ESTADO DE RESULTADOS (Miles de dólares estadounidenses)

Rubros	A Diciembre		Δ	%Δ	IV Trimestre		Δ	%Δ
	2019	2018			2019	2018		
Ingreso por ventas netas	536,374	520,909	15,465	3%	134,707	136,114	-1,407	-1%
Costo de Ventas	-331,318	-327,647	-3,671	1%	-90,999	-83,501	-7,498	9%
Utilidad Bruta	205,056	193,262	11,794	6%	43,708	52,613	-8,905	-17%
Margen Bruto (%)	38%	37%			32%	39%		
Gastos de Administración	-22,498	-22,379	-119	1%	-6,593	-7,703	1,110	-14%
Otros ingresos y gastos (neto)(*)	-16,067	16,577	-32,644	-197%	-25,233	1,037	-26,270	-2533%
Utilidad Operativa	166,491	187,460	-20,969	-11%	11,882	45,947	-34,065	-74%
Margen Operativo (%)	31%	36%			9%	34%		
Ingresos financieros (Incluye ganancia neta por instrumentos financieros derivados y diferencia de cambio neta)	14,505	10,211	4,294	42%	4,253	3,304	949	29%
Gastos Financieros	-37,601	-45,135	7,534	-17%	-8,758	-11,183	2,425	-22%
Utilidad antes de Impuesto a la Renta	143,395	152,536	-9,141	-6%	7,377	38,068	-30,691	-81%
% de Ventas	27%	29%			5%	28%		
Impuesto a la Renta	-39,148	-44,236	5,088	-12%	1,963	-11,575	13,538	-117%
Utilidad Neta	104,247	108,300	-4,053	-4%	9,340	26,493	-17,153	-65%
Margen Neto (%)	19%	21%			7%	19%		
EBITDA (**)	250,524	278,748	-28,224	-10%	33,287	70,575	-37,288	-53%
Margen EBITDA (%)	47%	54%			25%	52%		
Margen EBITDA sin deterioro Ilo21 (%)	52%	54%			44%	52%		

(*) Incluye provisión de deterioro de Ilo2

(**) EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación y Amortización

2.1 UTILIDAD OPERATIVA

La utilidad operativa del 4T19, fue US\$11.9 millones, menor en 74% respecto del mismo periodo del 2018 (US\$45.9 millones), sin la provisión de deterioro de Ilo21 la utilidad operativa hubiera sido US\$37.6 millones, menor en 18%. Al 31 de diciembre del 2019 la utilidad operativa fue US\$166.5 millones, menor en 11% respecto del mismo periodo del 2018 (US\$187.5 millones). Sin la provisión de deterioro de Ilo21 la utilidad operativa hubiera sido US\$192.2 millones, mayor en 3%. A continuación, se explican los principales eventos que afectaron a la utilidad operativa.

2.1.1 Ventas Netas

Los ingresos correspondientes al 4T19 fueron US\$134.7 millones, en línea respecto del mismo periodo del 2018 (US\$ 136.1 millones). La variación se debe principalmente al efecto neto de: (i) mayores ventas en 2019 por actualización de precios de energía de contratos vigentes de clientes libres y empresas distribuidoras y (ii) mayores ventas por actualización de precios de potencia de la Central Térmica Ilo31 (Reserva Fría) y Central Térmica Ilo41 (Nodo Energético) compensado con (iii) ingresos no recurrentes de resolución legal de controversias comerciales del 2018. Los ingresos al 31 de diciembre (US\$536.4 millones) fueron 3% mayores respecto del mismo periodo del 2018 (US\$520.9 millones).

2.1.2 Costo de Ventas

Durante el 4T19, el costo de ventas (US\$91.0 millones) fue 9% mayor respecto del mismo periodo de 2018 (US\$83.5 millones). Este aumento se debe principalmente a: (i) mayor consumo de combustibles (gas natural) y (ii) mayor costo neto de potencia por mayor demanda de clientes y por el reconocimiento de los acuerdos de opción de extensión de los contratos con las empresas distribuidoras. El costo de ventas al 31 de diciembre del 2019 (US\$331.3 millones) fue mayor respecto del mismo periodo del 2018 (US\$327.6 millones) por los mismos eventos del 4T19 más el impacto positivo en el costo marginal como resultado de la indisponibilidad de gas natural en el 2018.

2.1.3 Gastos de Administración

Los gastos de administración del 4T19 (US\$6.6 millones) fueron 14% menores respecto del mismo periodo del 2018 (US\$7.7 millones) debido principalmente a gastos no recurrentes. Del mismo modo, los gastos de administración al 31 de diciembre del 2019 (US\$22.5 millones) fueron similares respecto del mismo periodo del 2018 (US\$22.4 millones).

2.1.4 Otros Ingresos y gastos (netos)

Los otros ingresos y gastos (netos) del 4T19 (US\$25.2 millones gasto) fueron menores respecto del mismo periodo del 2018 (US\$1.0 millón ingreso), debido principalmente a la provisión de deterioro de Ilo21. Sin la provisión de deterioro de

Ilo21 este rubro hubiera sido US\$0.5 millones ingreso. Al 31 de diciembre del 2019 este rubro fue US\$16.1 millones gasto, menor respecto del mismo periodo del 2018 (US\$16.6 millones ingreso) principalmente por (i) la provisión de deterioro de Ilo21, (ii) menores ingresos por penalidades a proveedores y liquidaciones de provisiones y (iii) compensado parcialmente con mayores ingresos por la venta de activos y suministros realizados en el 1T19. Sin la provisión de deterioro de Ilo21 este rubro hubiera sido US\$9.7 millones ingreso.

2.2 GASTOS FINANCIEROS (NETO)

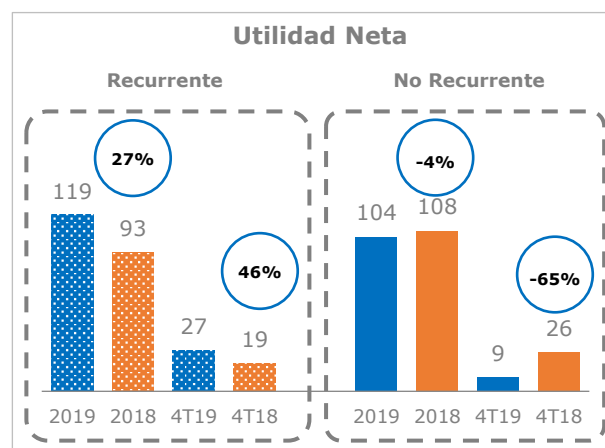
Los gastos financieros (neto) del 4T19 (US\$4.5 millones) fueron 43% menores respecto del mismo periodo del 2018 (US\$7.9 millones), debido principalmente a: (i) menores intereses por menor deuda de arrendamientos financieros, y (ii) ganancia por efecto de tipo de cambio. De forma similar los gastos financieros netos al 31 de diciembre del 2019 (US\$23.1 millones) fueron 34% menores respecto del mismo periodo de 2018 (US\$34.9 millones).

2.3 IMPUESTO A LA RENTA

El impuesto a la renta del 4T19 fue US\$1.9 millones, mayor respecto del mismo periodo del año 2018 (US\$11.6 millones gasto), básicamente por la variación del resultado antes de impuestos y un ajuste en el impuesto a la renta diferido de periodos anteriores. De forma similar al 31 de diciembre de 2019 fue US\$39.1 millones, 12% menor al mismo periodo de 2018 (US\$44.2 millones).

2.4 UTILIDAD NETA

Como resultado de las explicaciones anteriores, la utilidad neta del 4T19 fue US\$9.3 millones, menor en 65% respecto del mismo periodo en el 2018 (US\$26.5 millones). Al 31 de diciembre de 2019 la utilidad neta fue US\$104.2 millones, 4% menor respecto del mismo periodo 2018 (US\$108.3 millones). Sin la provisión de deterioro de Ilo21 la Utilidad Neta hubiera sido US\$35.1 millones en el 4T19 y US\$130.0 millones al 31 de diciembre mayores en 32% y 20% respecto del mismo periodo del 2018 respectivamente.



3 SITUACIÓN FINANCIERA

3.1 INDICADORES ECONÓMICOS

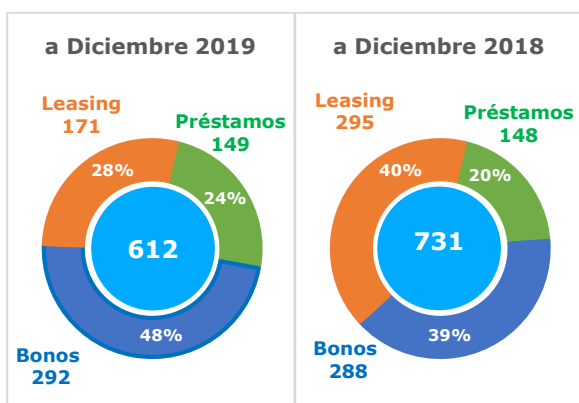
Los principales indicadores económicos son:

Indicador	Por el periodo terminado el 31 de diciembre del	
	2019	2018
Índices de Liquidez		
Prueba Corriente (1)	1.60x	1.45x
Prueba Ácida (2)	1.15x	1.01x
Índices de Solvencia		
Endeudamiento Patrimonial (3)	0.94x	1.04x
Endeudamiento de Largo Plazo (4)	0.50x	0.52x
Índices de Rentabilidad		
Rentabilidad sobre Activos (ROA) (5)	4.73%	4.88%
Rentabilidad sobre Patrimonio (ROE) (6)	9.17%	9.93%
Covenants		
Pasivo Financiero/EBITDA (7)	2.51x	2.70x
Pasivo Financiero neto/EBITDA	2.15x	2.43x

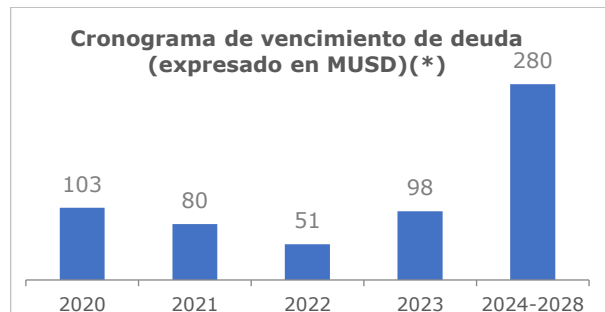
- (1) Total Activo Corriente / Total Pasivo Corriente
- (2) Total Activo Corriente – Inventario, Neto - Gastos Pagados por Anticipado / Total Pasivos Corrientes
- (3) Total Pasivo / Total Patrimonio
- (4) Pasivo No Corriente / (Propiedad, Planta y Equipo, Neto + Activos Intangibles)
- (5) Utilidad Neta / Total Activo
- (6) Utilidad Neta / Total Patrimonio
- (7) Pasivo Financiero = Deuda financiera + NIIF 16

3.2 ENDEUDAMIENTO

Al 31 de diciembre de 2019, el endeudamiento de largo plazo representa el 100% del total de la deuda financiera, la que se encuentra establecida a tasas fijas.



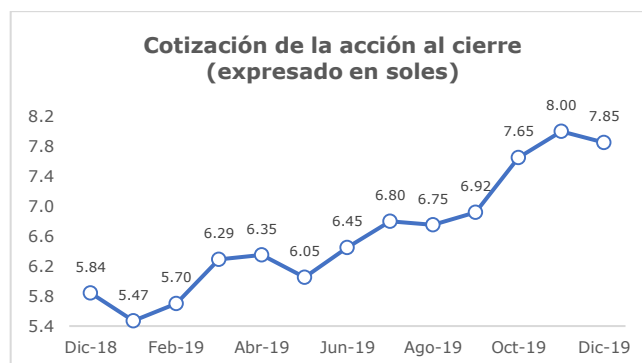
EPP mantiene una clasificación de riesgo de sus instrumentos de deuda (Bonos Corporativos) de AAA y de las acciones comunes de 1° Clase, emitidas por Apoyo & Asociados Internacionales y Moody's Local PE Clasificadora de Riesgo, las cuales cuentan con la autorización correspondiente de la Superintendencia del 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 instrumentos financieros derivados) y se encuentra expresada al tipo de cambio de cierre del 31 de diciembre del 2019.

3.3 ACCIONES COMUNES

A continuación, se detalla la cotización mensual (diciembre 2018 a diciembre 2019) de los valores representativos de Acciones inscritas en la Bolsa de Valores de Lima.



4. HECHOS DE IMPORTANCIA

- ✓ Con fecha 12 de noviembre del 2019, de conformidad con lo establecido en la política de dividendos de la Sociedad, aprobada por Junta General de Accionistas del 01 de octubre del 2015, el Directorio acordó la distribución de dividendos a cuenta del año 2019 por la suma equivalente al 30% de la utilidad neta al 30 de junio del 2019. Los dividendos distribuidos son con cargo a las utilidades acumuladas de la Sociedad disponibles al 31 de diciembre del 2014. En tal sentido, el Directorio aprobó distribuir la suma de aproximadamente US\$ 19.71 millones.
- ✓ El 20 de diciembre del 2019 se comunicó la renuncia del Sra. Mariana Costa al cargo de Director de la Sociedad.

