

Gas Natural de Lima y Callao S.A.

Dictamen de los Auditores Independientes

Estados Financieros

Años Terminados el 31 de Diciembre de 2007 y 2006

DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Accionistas y Directores de
Gas Natural de Lima y Callao S.A.

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Gas Natural de Lima y Callao S.A. (una subsidiaria de AEI Perú Holdings LTD.), que comprenden el balance general al 31 de diciembre de 2007 y 2006 (reestructurado), y los estados de ganancias y pérdidas, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, así como el resumen de políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Gerencia sobre los Estados Financieros

La Gerencia es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno que sea relevante en la preparación y presentación razonable de los estados financieros para que estén libres de errores materiales, ya sea como resultado de fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas; y realizar las estimaciones contables razonables de acuerdo con las circunstancias.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en nuestras auditorías. Nuestras auditorías fueron realizadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Perú. Tales normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable que los estados financieros no contienen errores materiales.

Una auditoría comprende la ejecución de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y las revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, que incluye la evaluación del riesgo de que los estados financieros contengan errores materiales, ya sea como resultado de fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración el control interno de la compañía que es relevante en la preparación y presentación razonable de los estados financieros a fin de diseñar procedimientos de auditoría de acuerdo con las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la compañía. Una auditoría también comprende la evaluación de si los principios de contabilidad aplicados son apropiados y si las estimaciones contables realizadas por la Gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para sustentar nuestra opinión de auditoría.

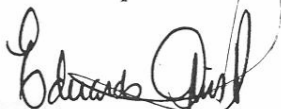
Como se describe en la Nota 18 a los estados financieros adjuntos, en 2007, los nuevos accionistas de la Compañía y la Gerencia efectuaron una evaluación de la recuperabilidad de la cuenta por cobrar relacionada con la reclamación a la Dirección General de Hidrocarburos por la ejecución en 2006 de la garantía otorgada por fiel cumplimiento de las obligaciones derivadas de la concesión. Como consecuencia de dicha evaluación, la Gerencia determinó que dicha reclamación no debió presentarse como una cuenta por cobrar al 31 de diciembre de 2006, por calificar como activo contingente. Los estados financieros de 2006 previamente reportados, han sido reestructurados para reflejar en los resultados de dicho ejercicio, la pérdida de la garantía.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros antes indicados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Gas Natural de Lima Callao S.A. al 31 de diciembre de 2007 y 2006 (reestructurado), los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú.

Yis Hernández y Anco

Refrendado por:



----- (Socio)

Eduardo Gris Percovich
CPC Matrícula No. 12159

23 de enero de 2008

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

BALANCES GENERALES

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006

<u>ACTIVO</u>	<u>Notas</u>	<u>2007</u> US\$000	<u>2006</u> US\$000 (Reestructurado)	<u>PASIVO Y PATRIMONIO NETO</u>	<u>Notas</u>	<u>2007</u> US\$000	<u>2006</u> US\$000 (Reestructurado)
ACTIVO CORRIENTE:				PASIVO CORRIENTE:			
Efectivo	3	15,675	11,621	Parte corriente de obligaciones financieras	14	4,170	3,194
Cuentas por cobrar comerciales	4	12,756	7,846	Cuentas por pagar comerciales	12	7,821	4,712
Cuentas por cobrar a empresas vinculadas	5	150	-	Cuentas por pagar a empresa vinculada	5	2	-
Otras cuentas por cobrar	6	203	30	Otras cuentas por pagar	13	<u>1,453</u>	<u>1,130</u>
Existencias	7	4,809	5,132	Total pasivo corriente		<u>13,446</u>	<u>9,036</u>
Impuestos por recuperar	8	4,123	1,375	OTRAS CUENTAS POR PAGAR A LARGO PLAZO	13	<u>4,224</u>	<u>-</u>
Gastos diferidos		<u>422</u>	<u>118</u>	PROVISIONES	15	<u>2,807</u>	<u>922</u>
Total activo corriente		<u>38,138</u>	<u>26,122</u>	OBLIGACIONES FINANCIERAS	14	<u>74,315</u>	<u>78,398</u>
IMPUESTOS POR RECUPERAR	8	<u>5,259</u>	<u>7,063</u>	INGRESOS DIFERIDOS	16	<u>8,068</u>	<u>8,562</u>
ACTIVOS EN GARANTIA	9	<u>5,142</u>	<u>1,776</u>	TOTAL PASIVO		<u>102,860</u>	<u>96,918</u>
TERRENOS, MAQUINARIA Y EQUIPO, neto	10	<u>94,077</u>	<u>85,092</u>	PATRIMONIO NETO:			
ACTIVOS INTANGIBLES, neto	11	<u>1,263</u>	<u>1,292</u>	Capital social	17	47,000	35,000
ACTIVO POR IMPUESTO A LA RENTA DIFERIDO	27	<u>420</u>	<u>1,983</u>	Efecto adopción NIIF		(160)	(160)
				Pérdidas acumuladas		<u>(5,401)</u>	<u>(8,430)</u>
				TOTAL PATRIMONIO NETO		<u>41,439</u>	<u>26,410</u>
TOTAL ACTIVO		<u>144,299</u>	<u>123,328</u>	TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO		<u>144,299</u>	<u>123,328</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

ESTADOS DE GANANCIAS Y PERDIDAS

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006

	<u>Notas</u>	<u>2007</u> US\$000	<u>2006</u> US\$000 (Reestructurado)
INGRESOS OPERACIONALES:			
Ingreso por Servicio de Distribución de Gas Natural	19	63,343	39,812
Garantía por Red Principal	16	<u>3,184</u>	<u>5,606</u>
Total		66,527	45,418
COSTO DE SERVICIO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL			
	20	<u>(48,799)</u>	<u>(31,957)</u>
UTILIDAD BRUTA			
		<u>17,728</u>	<u>13,461</u>
GASTOS OPERACIONALES:			
Gastos de administración	21	(7,629)	(6,079)
Gastos de comercialización	22	(556)	(661)
Otros gastos, neto	23	<u>(1,647)</u>	<u>(1,088)</u>
Total		<u>(9,832)</u>	<u>(7,828)</u>
UTILIDAD OPERATIVA			
		<u>7,896</u>	<u>5,633</u>
OTROS INGRESOS (GASTOS):			
Ingresos financieros	24	2,753	1,222
Gastos financieros	25	<u>(6,057)</u>	<u>(6,304)</u>
Total		<u>(3,304)</u>	<u>(5,082)</u>
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA			
		4,592	551
Impuesto a la renta diferido	26,27	<u>(1,563)</u>	<u>(620)</u>
UTILIDAD (PERDIDA) NETA			
		<u>3,029</u>	<u>(69)</u>
Utilidad (pérdida) básica por acción común (en dólares estadounidenses)			
	28	0.085	(0.002)

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006

	Capital Social (Nota 17) US\$000	Efecto Adopción NIIF US\$000	Pérdidas Acumuladas US\$000	Total US\$000
Saldos al 1 de enero de 2006	35,000	(160)	(8,361)	26,479
Pérdida neta	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(69)</u>	<u>(69)</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2006	35,000	(160)	(8,430)	26,410
Aporte en efectivo (Nota 17)	12,000	-	-	12,000
Utilidad neta	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>3,029</u>	<u>3,029</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2007	<u>47,000</u>	<u>(160)</u>	<u>(5,401)</u>	<u>41,439</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006

	<u>2007</u> US\$000	<u>2006</u> US\$000 (Reestructurado)
ACTIVIDADES DE OPERACION:		
Cobros por ingresos de servicios de distribución y por garantía de servicio por red principal	70,509	49,384
Otros cobros de operación	4,843	1,089
Pago a proveedores	(61,197)	(45,415)
Pago de remuneraciones y beneficios sociales	(201)	(210)
Pago de tributos	(1,602)	(1,636)
Pago de intereses	(4,194)	(6,478)
Otros pagos de operación	<u>(776)</u>	<u>(1,029)</u>
Efectivo neto proveniente de (usado en) actividades de operación	<u>7,382</u>	<u>(4,295)</u>
ACTIVIDADES DE INVERSION:		
Compra de terrenos, maquinarias y equipo y obras en curso	(12,380)	(15,091)
Aumento en activos intangibles	(9)	(31)
Venta de activos fijos e intangibles	<u>168</u>	<u>213</u>
Efectivo neto usado en actividades de inversión	<u>(12,221)</u>	<u>(14,909)</u>
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Préstamos bancarios	-	47,063
Préstamo de empresa vinculada	-	5,000
Pago de préstamos bancarios	(3,107)	-
Aporte en efectivo	12,000	-
Pago por préstamo de terceros	<u>-</u>	<u>(27,000)</u>
Efectivo neto proveniente de actividades de financiamiento	<u>8,893</u>	<u>25,063</u>
AUMENTO NETO DE EFECTIVO	4,054	5,859
EFECTIVO AL COMIENZO DEL AÑO	<u>11,621</u>	<u>5,762</u>
EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	<u>15,675</u>	<u>11,621</u>

(Continúa)

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006

	<u>2007</u> US\$000	<u>2006</u> US\$000 (Reestructurado)
CONCILIACION DE LA UTILIDAD (PERDIDA) NETA CON EL EFECTIVO NETO PROVENIENTE DE (USADO EN) ACTIVIDADES DE OPERACION:		
Utilidad (pérdida) neta	3,029	(69)
Ajustes a la utilidad (pérdida) neta:		
Depreciación y amortización	3,417	3,135
Impuesto a la renta diferido	1,563	620
Ganancia en la venta de activos fijos	(3)	(14)
Ganancia en la venta de activos intangibles	(160)	-
Donación de activos fijos	11	-
(Aumento) disminución en activos:		
Cuentas por cobrar comerciales	(4,910)	(3,888)
Cuentas por cobrar a empresas vinculadas	(150)	117
Otras cuentas por cobrar	(173)	172
Existencias	323	(441)
Gastos diferidos	(304)	779
Impuestos por recuperar	(944)	(1,859)
Activos en garantía	(3,366)	(775)
Aumento (disminución) en pasivos:		
Cuentas por pagar comerciales	3,109	(1,398)
Cuentas por pagar a empresa vinculada	2	(283)
Otras cuentas por pagar y provisiones	6,432	(255)
Ingresos diferidos	(494)	(136)
Efectivo neto proveniente de (usado en) actividades de operación	<u>7,382</u>	<u>(4,295)</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006

1. IDENTIFICACION DE LA COMPAÑIA Y ACTIVIDAD ECONOMICA

Gas Natural de Lima y Callao S.A. (en adelante la Compañía), es una subsidiaria de AEI Perú Holdings LTD. (en adelante AEI), la cual, a partir de junio 2007, posee el 60% de las acciones con derecho a voto representativas de capital social. La Compañía fue constituida en Lima, Perú, el 8 de febrero de 2002. Con fecha 30 de noviembre de 2005, la Junta General de Socios acordó la transformación de la Compañía de una Sociedad Comercial de Responsabilidad Limitada a una Sociedad Anónima; dicha transformación se hizo efectiva el 10 de enero de 2006, con la inscripción en el Registro de Personas Jurídicas de la Superintendencia Nacional de los Registros Públicos de Lima. El 28 de junio de 2007 se cerró el proceso de adquisición del 100% de las acciones de la Compañía por parte de AEI y Promigas S.A. ESP, a Suez Tractebel S.A. de Bélgica (85.71%) y Enersur S.A. (14.29%) transacción que se realizó a través de la Bolsa de Valores de Lima y que contó con las autorizaciones respectivas del Ministerio de Energía y Minas.

La actividad económica principal de la Compañía es la distribución de gas natural, incluyendo la comercialización de equipos, su instalación, mantenimiento y la realización de actividades vinculadas a los hidrocarburos y/o su distribución. Sus operaciones comerciales de distribución de gas natural iniciaron el 20 de agosto de 2004.

El domicilio legal de la Compañía, donde se encuentran sus oficinas administrativas, es Av. República de Panamá N° 3490, San Isidro, Lima, Perú.

Aprobación de estados financieros

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2007 han sido autorizados para su emisión por la Gerencia de la Compañía. Estos estados serán presentados al Directorio, y luego puestos a consideración de la Junta General Obligatoria Anual de Accionistas que se realizará dentro de los plazos de ley para su aprobación definitiva. Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron aprobados por la Junta General Obligatoria Anual de Accionistas realizada el 19 de marzo de 2007.

Principales Contratos de Operación y Convenios

(a) Contrato de Concesión de Distribución - BOOT

Por medio del Convenio de Cesión de Posición Contractual (el convenio) suscrito el 2 de mayo de 2002, con la intervención del Estado Peruano, como “concedente”; la Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. – ETECEN, como “empresa recaudadora”; Tecgas N.V., como “operador estratégico precalificado de transporte”; y

Tractebel S.A. (hoy SUEZ Tractebel S.A., antiguo accionista de la Compañía), como “operador estratégico precalificado de distribución”, la Compañía recibió a título gratuito, de Transportadora de Gas del Perú S.A. (Cedente), la cesión de todos los derechos y las obligaciones del Contrato BOOT de Concesión para la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Lima y la provincia constitucional del Callao y la explotación de los bienes de la concesión.

Mediante este contrato, la Compañía tiene el derecho de distribuir gas natural en el departamento de Lima y la provincia constitucional del Callao entre la puesta en operación comercial y el vencimiento del plazo del contrato, que se establece en 33 años contados a partir del 9 de diciembre de 2000. Al vencimiento del contrato, la Compañía podrá solicitar la prórroga del plazo con una anticipación no menor de 4 años al de su vencimiento o el de sus prórrogas. Cada plazo de prórroga no podrá ser superior a 10 años y podrá otorgarse sucesivamente, sin sobrepasar un plazo máximo acumulado de 60 años.

Con fecha 25 de junio de 2007, se modificó el Contrato BOOT de Concesión con el principal objetivo de incorporar como nuevo operador estratégico precalificado de distribución a AEI Perú Holdings LTD., como consecuencia de la transferencia de acciones mencionada anteriormente.

Bajo este Contrato, la Compañía asume, principalmente, la responsabilidad de:

- Estar en condiciones de prestar el servicio de distribución, en concordancia con el factor de penetración que el OSINERGMIN establezca; factor que será considerado en los respectivos cálculos tarifarios, a por lo menos 10,000, 30,000 y 70,000 consumidores a los dos, cuatro y seis años, respectivamente, desde la puesta en operación comercial. Para cumplir con esta responsabilidad la Compañía deberá construir las Obras Comprometidas y las Obras del Plan de Crecimiento Comprometido. En caso la Compañía no contara con las condiciones para prestar el servicio al número de consumidores establecido dentro de los plazos indicados, se deberá pagar al concedente US\$50 por mes o fracción de mes de atraso, por cada consumidor que falte para cumplir con las metas establecidas hasta un máximo de cuatro meses.
- Atender la capacidad mínima en la Red de Alta Presión según los controles a establecerse antes de la conexión a Cementos Lima S.A., Edegel y Etevensa (Central Térmica Ventanilla).
- Cumplir con el cronograma de las actividades de construcción de las Obras Comprometidas Iniciales sin exceder el plazo para la puesta en operación comercial. Dicho cronograma fue cumplido oportunamente por la Compañía, prueba de ello es la devolución de la garantía de fiel cumplimiento por (en miles) US\$92,000 que Transportadora de Gas del Perú S.A. entregó al Estado peruano para garantizar las obligaciones que le corresponden como titular de las concesiones de transporte de gas y transporte de líquidos y por las obligaciones asumidas por la Compañía como consecuencia del convenio de cesión de posición contractual.

- Durante la vigencia del período de garantía (durante el cual se aplica el mecanismo de la Garantía por Red Principal) no destinar más del 33% de la capacidad garantizada de la Red de Distribución a sus empresas vinculadas, excluyéndose de esta limitación a la capacidad destinada al servicio de los consumidores iniciales o la contratación directamente por éstos, incluyendo a sus respectivos cesionarios o sucesores en los contratos de compra, venta o suministro de gas.
- En virtud de este Contrato la empresa recaudadora pagará mensualmente a la Compañía la Garantía por Red Principal a más tardar tres días calendarios después del último día calendario previsto en el Artículo 136 del Reglamento de la “Ley de Concesiones Eléctricas”. Dicho pago se realizará según las mismas reglas que se aplican para el pago del peaje por conexión al Sistema Principal de Transmisión Eléctrica, definido en la “Ley de Concesiones Eléctricas”. En caso de incumplimiento, Perupetro, como empresa garante, asumirá la obligación.

Los cargos que la Compañía podrá efectuar al consumidor, de acuerdo a su categoría y condición, comprenden el costo del gas natural, el costo del transporte de gas, el costo de la distribución vía la Red de Alta Presión, el costo de la distribución vía las “Otras Redes” (o redes secundarias) y los tributos no incorporados en esos conceptos. El costo del gas natural y el costo del transporte deberán reflejar el traslado del costo unitario correspondiente sin establecer márgenes sobre ellos. De acuerdo con lo dispuesto en el contrato de concesión y en las leyes aplicables, la Compañía presta el servicio de distribución a través de la Red de Alta Presión y a través de las Otras Redes, cada cual con una tarifa que se determina bajo diferentes criterios definidos en el mismo contrato y en las leyes aplicables. Respecto de la Red de Alta Presión el contrato establece una tarifa base resultante de dividir el costo del servicio de distribución vigente al inicio del año de cálculo en evaluación entre la capacidad total garantizada. La tarifa base será fijada por el OSINERGMIN en dólares y recalculada por éste organismo al inicio de cada año de cálculo sobre la base del Costo del Servicio previamente actualizado por el PPI (Produced Price Index).

Para garantizar el cumplimiento de las obligaciones a partir de la puesta en operación comercial, la Compañía entregó al concedente una garantía de fiel cumplimiento de (en miles) US\$1,000, la misma que debe mantenerse vigente durante la vigencia del contrato de concesión.

En opinión de la Gerencia de la Compañía, al 31 de diciembre de 2007 viene cumpliendo con las responsabilidades asumidas en este Contrato.

(b) Contratos con Compañía Peruana de Servicios Energéticos S.A.

Hasta el 30 de junio de 2007, la Compañía mantenía suscrito con su anterior vinculada SUEZ Energy Perú S.A., contratos para recibir los siguientes servicios: i) de asistencia administrativa, financiera y de asistencia técnica, y ii) de operación y mantenimiento de la red de distribución y redes de gas natural e instalaciones relacionadas. A partir del 1 de julio estos servicios son prestados por Compañía Peruana de Servicios Energéticos S.A. (COPESE S.A.), empresa vinculada a la Compañía. Los costos de

dichos servicios son registrados en las cuentas de gastos operacionales y costo de servicio de distribución de gas natural, respectivamente.

(c) Convenio de Estabilidad Jurídica

Mediante addenda de fecha 2 de mayo de 2002, la Compañía recibió de Transportadora de Gas del Perú S.A. la cesión de su posición contractual sobre el Convenio de Estabilidad Jurídica (Convenio) que le fuera concedido el 5 de diciembre de 2000 por el Estado Peruano (representado por el Ministerio de Energía y Minas). En virtud de esta addenda, el Estado se obliga a garantizar a la Compañía un régimen de estabilidad jurídica, incluyendo el Impuesto a la Renta, durante el plazo de la concesión (hasta el año 2033), de modo que no afecte a la Compañía ningún cambio en el régimen de aplicación del tributo tal como estaba vigente a la fecha de suscripción del Convenio (año 2000). Este Convenio está relacionado con la inversión que sus antiguos accionistas efectuaron en la Compañía, mediante aportes de capital por un importe de (en miles) US\$30,000, el cual fue completado en 2003.

(d) Convenio de Garantía

Mediante addenda de fecha 2 de mayo de 2002, la Compañía recibió de Transportadora de Gas del Perú S.A. la cesión de su posición contractual sobre el convenio de Garantía que le fuera concedido el 9 de diciembre de 2000 por el Estado Peruano (representado por el Ministerio de Energía y Minas). En virtud de esta addenda, el Estado se obliga a garantizar todas las obligaciones, declaraciones, seguridades, y garantías otorgadas por el Estado en el Contrato BOOT, incluyendo el pago de la Garantía por Red Principal a cargo de la empresa recaudadora.

Regulación operativa y normas legales que afectan las actividades del Sector de Hidrocarburos

(a) Ley Orgánica de Hidrocarburos

El sector de hidrocarburos se rige por la Ley Orgánica de Hidrocarburos Ley No. 26221, promulgada el 19 de agosto de 1993 y su Texto Unico Ordenado Aprobado mediante Decreto Supremo 042-2005-EM; sus reglamentos, Decreto Supremo No. 041-99-EM y No. 042-99-EM, promulgados el 15 de setiembre de 1999; y sus diferentes modificatorias y ampliatorias.

(b) Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural

Mediante Ley No. 27133, promulgada el 18 de noviembre de 1999, y su Reglamento aprobado mediante D.S. 040-99-EM, y sus modificatorias, se establecen las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía y la competitividad del aparato productivo del país.

(c) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía

Mediante Ley N° 26734, promulgada el 27 de diciembre de 1996, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía – OSINERGMIN, cuya finalidad es supervisar las actividades que desarrollan las empresas en los sub-sectores de electricidad e hidrocarburos, velar por la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario y fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión, así como de los dispositivos legales y normas técnicas vigentes, incluyendo aquellos relacionados con la protección y conservación del medio ambiente. Asimismo, debe fiscalizar el cumplimiento de los compromisos de inversión de acuerdo a lo establecido en los respectivos contratos.

(d) Reglamento de Distribución de gas natural por red de ductos

Mediante Decreto Supremo 042-99-EM se promulgó el reglamento de distribución de gas natural que regula los derechos y obligaciones de las empresas concesionarias de distribución de gas natural por ductos. Una de las principales obligaciones que establece este dispositivo es aquella según la cual las empresas concesionarias deben atender el suministro requerido dentro de los sesenta días hábiles cuando hay infraestructura en la zona, o dentro de los doce meses siguientes en caso no la hubiera, siempre que el suministro sea técnica y económicamente viable.

(e) Resolución OSINERGMIN N° 263-2005-OS/CD

Mediante la Resolución OSINERGMIN 263-2005-OS/CD se aprobó el Procedimiento y Métodos de cálculo para la determinación de la viabilidad técnica-económica de nuevos suministros de gas natural a que se refiere el Reglamento de Distribución.

2. POLITICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

Las políticas contables significativas utilizadas por la Compañía en la preparación y presentación de sus estados financieros son las siguientes:

(a) Base de preparación y presentación

Los estados financieros se preparan y presentan de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú (PCGA en Perú), los cuales comprenden las Normas e Interpretaciones emitidas o adoptadas por el IASB, las cuales incluyen las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC), y las Interpretaciones emitidas por el Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF), o por el anterior Comité Permanente de Interpretación (SIC) adoptadas por el IASB, oficializadas por el Consejo Normativo de Contabilidad (CNC) para su aplicación en Perú. A la fecha de los estados financieros, el CNC ha oficializado la aplicación obligatoria de las NIC 1 a la 41, las NIIF 1 a la 6 y ciertas SIC vigentes de la 1 a la 33, estando pendientes de revisión y aprobación las NIIF 7 y 8 y los pronunciamientos del CINIIF.

En la preparación y presentación de los estados financieros de 2007 y 2006, la Compañía ha observado el cumplimiento de las NIC y NIIF que le son aplicables, de acuerdo con las Resoluciones emitidas por el Consejo Normativo de Contabilidad.

Contabilidad en moneda extranjera

Mediante Decreto Supremo 151-2002-EF de fecha 26 de setiembre de 2002, se establecieron disposiciones para que los contribuyentes que suscribieron contratos con el Estado Peruano y recibido y/o efectuado inversión extranjera directa, puedan llevar su contabilidad en moneda extranjera. En este sentido, la Compañía al haber suscrito diversos convenios de cesión de posición contractual de contratos suscritos con el Estado Peruano, descritos en la Nota 1 a los estados financieros, está legalmente facultada a llevar su contabilidad en moneda extranjera. Para este efecto, las transacciones en moneda local se convierten a dólares estadounidenses a los tipos de cambio vigentes a la fecha de las mismas. Al 31 de diciembre de 2007, los saldos monetarios en nuevos soles están expresados en dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente a esa fecha de US\$0.334 (US\$0.313 en 2006) por S/.1.00.

Los porcentajes de devaluación (revaluación) del nuevo sol en relación con el dólar estadounidense, calculados en base al tipo de cambio de oferta y demanda – venta publicado por la SBS, y los porcentajes de inflación, según el Índice de Precios al por Mayor a Nivel Nacional (IPM), en los últimos cinco años, fue como sigue:

<u>Año</u>	<u>Devaluación (Revaluación)</u> %	<u>Inflación</u> %
2007	(6.35)	5.24
2006	(6.82)	1.33
2005	4.51	3.60
2004	(5.23)	4.89
2003	(1.45)	2.00

(b) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera

Moneda funcional

La Compañía presenta sus estados financieros en dólares estadounidenses, que es la moneda funcional que le corresponde. La moneda funcional es la moneda del entorno económico principal en el que opera una entidad, aquella que influye en los precios de venta de los servicios y bienes que comercializa, entre otros factores.

Transacciones en moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera, es decir, moneda diferente a la moneda funcional, son convertidas al tipo de cambio de la fecha de transacción. Los saldos de activos y pasivos financieros denominados en la moneda extranjera son convertidos al tipo de cambio vigente a la fecha del balance general. Las ganancias y pérdidas resultantes de la conversión son reconocidas en el estado de ganancias y pérdidas en Ingresos y Gastos financieros, según corresponda.

(c) Uso de estimaciones

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia realice estimaciones y supuestos para la determinación de saldos de activos, pasivos y montos de ingresos y gastos, y para revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros. Si más adelante ocurriera algún cambio en las estimaciones o supuestos debido a variaciones en las circunstancias en las que estuvieron basadas, el efecto del cambio sería incluido en la determinación de la utilidad o pérdida neta del ejercicio en que ocurra el cambio, y de ejercicios futuros, de ser el caso. Las estimaciones significativas relacionadas con los estados financieros son la provisión de servicios no facturados, la depreciación de maquinaria y equipo, la amortización de activos intangibles, la determinación del valor razonable de los activos y pasivos financieros valuados al costo amortizado y tasa de interés efectiva, y la determinación de la pérdida tributaria y el impuesto a la renta diferido.

(d) Cuentas por cobrar comerciales

Las cuentas por cobrar comerciales se registran a su valor nominal. Las cuentas por cobrar comerciales son revisadas periódicamente de acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia, considerando, entre otros factores, la antigüedad de las deudas y la historia de pagos, de modo que la provisión para cuenta de cobranza dudosa, de ser requerida, tenga un nivel que la Gerencia estima adecuado para cubrir eventuales pérdidas en las cuentas por cobrar a la fecha del balance general.

(e) Existencias

Los suministros y repuestos se valúan al costo o al valor neto realizable, el que sea menor. El costo se determina usando el método de promedio ponderado; el costo de existencias por recibir, usando el método de costo específico. El valor neto realizable es el valor recuperable estimado de las existencias. Por las reducciones del valor en libros de las existencias a su valor neto realizable, se constituye una provisión para desvalorización de existencias con cargo a los resultados del ejercicio en el que ocurren tales reducciones.

(f) Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros se definen como cualquier contrato que origina simultáneamente, un activo financiero en una empresa y un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra empresa. Los principales activos y pasivos financieros presentados en el balance general son: efectivo, cuentas por cobrar y por pagar comerciales, otras cuentas por cobrar y por pagar (excepto al impuesto a la renta), cuentas por cobrar y

por pagar a empresas vinculadas (corriente y largo plazo), activos en garantía, y obligaciones financieras (corriente y largo plazo). Las políticas contables para su reconocimiento y medición se describen en las correspondientes notas de políticas contables.

La clasificación de un instrumento financiero como pasivo financiero o como instrumento de patrimonio se hace de conformidad con la esencia del acuerdo contractual que lo origina. Los intereses, pérdidas y ganancias relacionados con un instrumento financiero clasificado como pasivo financiero se reconocen como gasto o ingreso. Las distribuciones a los tenedores de un instrumento financiero clasificado como instrumento de patrimonio se cargan directamente a resultados acumulados.

Los activos financieros originados por la propia empresa tales como préstamos y cuentas por cobrar a cambio de suministrar efectivo, bienes o servicios directamente a un deudor y los pasivos por obligaciones financieras a largo plazo son valuados a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva, reconociendo en resultados los intereses devengados en función de su tipo de interés efectivo (TIR). Por costo amortizado se entiende el costo inicial menos los reembolsos del principal más o menos la amortización acumulada (calculada con el método de la tasa de interés efectiva) de cualquier diferencia entre el importe inicial y valor de reembolso en el vencimiento, teniendo en cuenta potenciales reducciones por deterioro o impago (en el caso de activos financieros).

El método de la tasa de interés efectiva busca igualar el valor en libros de un instrumento financiero con los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero.

(g) Terrenos, maquinaria y equipo

Terrenos, maquinaria y equipo se registran al costo y están presentados netos de depreciación acumulada. La depreciación anual se reconoce como gasto y se determina siguiendo el método de línea recta en base a la vida útil estimada de los activos, representada por tasas de depreciación equivalentes.

Los trabajos en curso representan activos en construcción y se registran al costo. Esto incluye el costo de construcción, planta y equipo y otros costos directos. Las construcciones en proceso no se deprecian hasta que los activos relevantes se terminen y estén operativos.

Los desembolsos incurridos después que un activo fijo ha sido puesto en uso se capitalizan como costo adicional del activo únicamente cuando pueden ser medidos confiablemente y es probable que tales desembolsos resultaran en beneficios económicos futuros superiores al rendimiento normal evaluado originalmente para dicho activo. Los desembolsos para mantenimiento y reparaciones se reconocen como gasto del ejercicio en el que son incurridos. Cuando un activo fijo se vende o es retirado del uso, su costo y depreciación acumulada se eliminan y la ganancia o pérdida resultante se reconoce como ingreso o gasto.

(h) Activos intangibles

Activos intangibles se registran al costo de adquisición y están presentados neto de amortización acumulada. La amortización se determina siguiendo el método de línea recta: (i) en base a la vida útil estimada de los activos, que para el caso de software es en un período de 1 año, y (ii) en base al período de duración de los contratos de servidumbre y derecho de superficie, que es de 30 y 60 años, respectivamente. La amortización anual se reconoce como gasto.

(i) Pérdida por deterioro

Cuando existen acontecimientos o cambios económicos que indiquen que el valor de un activo de larga vida pueda no ser recuperable, la Gerencia revisa el valor en libros de estos activos. Si luego de este análisis resulta que su valor en libros excede su valor recuperable, se reconoce una pérdida por deterioro en el estado de ganancias y pérdidas por un monto equivalente al exceso del valor en libros. Los importes recuperables se estiman para cada activo o, si no es posible, para cada unidad generadora de efectivo.

El valor recuperable de un activo de larga vida o de una unidad generadora de efectivo, es el mayor valor entre su valor razonable menos los costos de venta y su valor de uso. El valor razonable menos los costos de venta de un activo de larga vida o de una unidad generadora de efectivo, es el importe que se puede obtener al venderlo, en una transacción efectuada en condiciones de independencia mutua entre partes bien informadas, menos los correspondientes costos de venta. El valor de uso es el valor presente de los flujos futuros de efectivo estimados que se espera obtener de un activo o de una unidad generadora de efectivo.

(j) Provisiones

Las provisiones se reconocen sólo cuando la Compañía tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable que se requieran recursos para liquidar la obligación, y se puede medir confiablemente el monto de la obligación. Las provisiones se revisan en cada ejercicio y se ajustan para reflejar la mejor estimación que se tenga a la fecha del balance general. Cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante, el monto de la provisión es el valor presente de los gastos que se espera incurrir para cancelarla.

(k) Aporte financiero y aporte - sobrecargo

Cuando la Compañía, como consecuencia de la aplicación de la resolución OSINERGMIN No. 263-2005-05/CD, presta servicios a clientes en relación a proyectos considerados económicamente viables, los costos de dichos proyectos son asumidos por el cliente y la Compañía reconoce un pasivo (Aporte Financiero) por el mismo importe, que será liquidado desde el primer mes de consumo de gas del cliente como un descuento en el servicio de distribución de gas natural. Este pasivo es clasificado en corto y largo plazo en función a la oportunidad de la devolución efectiva del aporte del cliente.

Si el proyecto es preliminarmente calificado como no viable, la Compañía reconoce un pasivo (Aporte - Sobrecargo) por el importe asumido por el cliente y es mantenido como una obligación a largo plazo hasta que el proyecto califique como económicamente viable, en cuyo caso, será clasificado como Aporte Financiero.

(l) Pasivos y activos contingentes

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sólo se revelan en nota a los estados financieros, a menos que la posibilidad de una salida de recursos sea remota.

Las partidas tratadas previamente como pasivos o activos contingentes serán reconocidos en los estados financieros del período en el cual ocurra el cambio de probabilidades, esto es, cuando en el caso de pasivos se determine que es probable, o virtualmente seguro en el caso de activos, que se producirá una salida o un ingreso de recursos, respectivamente.

(m) Compensación por tiempo de servicios

La compensación por tiempo de servicios se determina de acuerdo con los dispositivos legales vigentes y se deposita en la institución bancaria elegida por el trabajador.

(n) Reconocimiento de ingresos, costos y gastos

Los ingresos por servicio de distribución de gas natural son reconocidos sobre una base mensual según el consumo de gas registrado de los clientes. Los ingresos por Garantía por Red Principal son reconocidos a partir de agosto de 2004 en línea recta durante el plazo de la concesión y cuando se perciben. Los demás ingresos, costos y gastos se reconocen cuando se devengan.

(o) Ganancias y pérdidas por diferencia de cambio

Las ganancias y pérdidas por diferencia de cambio provenientes de la cancelación de partidas monetarias denominadas en moneda extranjera, o del ajuste de tales partidas por variaciones en el tipo de cambio después de su registro inicial, se reconocen como un ingreso y un gasto financiero, respectivamente, en el ejercicio en el cual surgen.

(p) Impuesto a la renta diferido

El pasivo por impuesto a la renta diferido se reconoce por todas las diferencias temporales gravables entre el valor en libros de los activos y pasivos y su base tributaria, sin tener en cuenta el momento en que se estime que las diferencias temporales que le dieron origen, serán reversadas. El activo por impuesto a la renta diferido se reconoce por las pérdidas tributarias arrastrables, y por las diferencias temporales deducibles entre el valor en libros de los activos y pasivos y su base tributaria, en la medida en que sea probable que en el futuro, la Compañía dispondrá de suficiente renta gravable contra la cual pueda aplicar las diferencias temporales que reviertan y las pérdidas tributarias por compensar, dentro del plazo establecido según las normas tributarias vigentes. El pasivo y activo se miden a la tasa de impuesto a la renta, que se espera aplicar a la renta gravable en el año en que este pasivo

sea liquidado o el activo sea realizado, usando la tasa de impuesto a la renta promulgada o sustancialmente promulgada en la fecha del balance general.

El impuesto a la renta diferido se reconoce como gasto o ingreso del período o se carga o abona directamente al patrimonio cuando se relacione con partidas que han sido cargadas o abonadas directamente al patrimonio.

(q) Utilidad por acción

La utilidad por acción básica y diluida ha sido calculada sobre la base del promedio ponderado de las acciones comunes en circulación a la fecha del balance general. Debido a que la Compañía no tiene instrumentos financieros con efecto diluyente, la utilidad básica y diluida por acción es la misma.

(r) Reclasificaciones

Ciertas cifras de los estados financieros de 2006 han sido reclasificadas para hacerlas comparables con las del ejercicio 2007. La naturaleza de las reclasificaciones, los importes reclasificados, y las cuentas afectadas se resumen como sigue:

<u>Balance General</u>	US\$000
Impuestos por recuperar transferido de largo plazo a corto plazo	1,375
Cuentas por cobrar a empresas vinculadas transferidas a otras cuentas por cobrar	2
Provisiones transferidas de otras cuentas por pagar a provisiones	922

3. EFECTIVO

Este rubro comprende:

	<u>2007</u> US\$000	<u>2006</u> US\$000
Caja	-	4
Cuentas corrientes (a)	1,096	5,780
Depositos a plazo (b)	12,774	5,138
Cuentas sujetas a restricción (c)	<u>1,805</u>	<u>699</u>
Total	<u><u>15,675</u></u>	<u><u>11,621</u></u>

- (a) La Compañía mantiene sus cuentas corrientes en entidades financieras locales, en nuevos soles y dólares estadounidenses.
- (b) Los depósitos a plazo vencen entre 10 y 59 días y generan intereses a una tasa anual promedio de 5.10% (4.94% en 2006).
- (c) Cuentas sujetas a restricción corresponden a cuentas preñadas a favor del Banco de Crédito del Perú y Citibank del Perú en virtud al contrato del préstamo senior (Nota 14 (a)).

4. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

Este rubro comprende:

	<u>2007</u>	<u>2006</u>
	US\$000	US\$000
Facturas	6,226	4,494
Cuentas por cobrar a empresa vinculada (Nota 5)	2	-
Provisión de servicios no facturados	<u>6,528</u>	<u>3,352</u>
Total	<u><u>12,756</u></u>	<u><u>7,846</u></u>

Las cuentas por cobrar comerciales corresponden a servicios de distribución de gas natural, servicios por Garantía por Red Principal y otros servicios. Asimismo, corresponden al capital financiado por la instalación de acometidas e instalaciones internas realizadas a favor de los clientes residenciales y comerciales, por el cual la Compañía cobra un interés compensatorio anual de 18%.

La antigüedad de las cuentas por cobrar comerciales es como sigue:

	<u>2007</u>	<u>2006</u>
	US\$000	US\$000
Dentro de los plazos de vencimiento	12,670	7,557
Vencidas a más de 30 días	<u>86</u>	<u>289</u>
Total	<u><u>12,756</u></u>	<u><u>7,846</u></u>

En opinión de la Gerencia, y luego de haber efectuado la evaluación correspondiente, no se presentan las condiciones para reconocer una provisión para cuentas de cobranza dudosa.

5. SALDOS Y TRANSACCIONES CON EMPRESAS VINCULADAS

El movimiento en cuentas por cobrar y por pagar a empresas vinculadas durante 2007 fue como sigue:

	<u>Saldos</u> <u>Iniciales</u> US\$000	<u>Adiciones</u> US\$000	<u>Deducciones</u> US\$000	<u>Saldos</u> <u>Finales</u> US\$000
Por cobrar comerciales:				
Compañía Peruana de Servicios Energéticos S.A.	-	2	-	2
Total	-	2	-	2
Por cobrar no comerciales:				
AEI Perú Holdings LTD.	-	75	-	75
Promigas S.A. ESP	-	75	-	75
Total	-	150	-	150
Por pagar comerciales (Nota 12):				
Compañía Peruana de Servicios Energéticos S.A.	-	5,957	(3,856)	2,101
Total	-	5,957	(3,856)	2,101
Por pagar no comerciales:				
Compañía Peruana de Servicios Energéticos S.A.	-	13	(11)	2
AEI Perú Holdings LTD. (a)	-	7,200	(7,200)	-
Promigas S.A. ESP (a)	-	4,800	(4,800)	-
Total	-	12,013	(12,011)	2

(a) Corresponde a una remesa de fondos recibida de los accionistas que fue capitalizada en diciembre de 2007 (Nota 17).

Los saldos por cobrar y por pagar a empresas vinculadas son de vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas.

Las principales transacciones con empresas vinculadas comprenden:

	2007 US\$000
Servicios de operación y mantenimiento de la red de distribución, así como asistencia administrativa, financiera y técnica, recibida de Compañía Peruana de Servicios Energéticos S.A.	(5,008)

6. OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Este rubro comprende:

	<u>2007</u> US\$000	<u>2006</u> US\$000 (Reestructurado)
Anticipos de proveedores	127	3
Diversas	<u>76</u>	<u>27</u>
Total	<u><u>203</u></u>	<u><u>30</u></u>

7. EXISTENCIAS

Este rubro comprende:

	<u>2007</u> US\$000	<u>2006</u> US\$000
Suministros y repuestos	4,620	4,572
Existencias por recibir	<u>189</u>	<u>560</u>
Total	<u><u>4,809</u></u>	<u><u>5,132</u></u>

En opinión de la Gerencia, y luego de haber efectuado la evaluación correspondiente, no se presentan las condiciones para reconocer una provisión por desvalorización de existencias.

8. IMPUESTOS POR RECUPERAR

Al 31 de diciembre de 2007, comprende crédito fiscal por impuesto general a las ventas (IGV) por (en miles) US\$8,397 (US\$7,728 en 2006) y pagos a cuenta del impuesto a la renta por (en miles) US\$985 (US\$710 en 2006).

El crédito fiscal por IGV se originó principalmente por el IGV de compras de bienes y servicios, y será compensado con el IGV de las futuras facturaciones gravadas que realizará la Compañía. La Gerencia, de acuerdo a sus flujos, ha estimado que la aplicación del saldo del crédito fiscal de IGV por (en miles) US\$3,138 (US\$665 en 2006) se efectuará en el corto plazo.

Los pagos a cuenta del impuesto a la renta, corresponden al saldo a favor de este impuesto, que pueden ser recuperados solicitando su devolución o aplicándolo como crédito contra futuros pagos a cuenta y de regularización del referido impuesto. La Gerencia, de acuerdo a sus flujos, ha estimado que la aplicación del saldo, se efectuará en el corto plazo.

9. ACTIVOS EN GARANTIA

El 31 de marzo de 2005, el Banco de Crédito del Perú y Citibank del Perú (los Prestamistas) y la Compañía suscribieron un Contrato de Fideicomiso de Flujos, mediante el cual se creó un fideicomiso administrado por La Fiduciaria S.A. sobre los ingresos de la Compañía, con el objeto de servir de garantía y medio de pago para atender el pago total y oportuno de la próxima cuota de principal e intereses de la deuda contraída mediante Contrato de Préstamo (Nota 14 (a)). En virtud del mismo, todos los ingresos provenientes de la Garantía de Red Principal (GRP) y todos los conceptos facturados en los recibos de distribución de gas, son canalizados a través de cuentas bancarias del fideicomiso, donde La Fiduciaria S.A. retiene mensualmente el 33%, de la próxima cuota a vencer, cuyo vencimiento es trimestral. Dicha retención no se aplicará en la medida que la Compañía mantenga una carta fianza vigente por el monto de la próxima cuota a vencer o que la cuenta mantenga un balance equivalente a la próxima cuota a vencer.

Los flujos de libre disponibilidad, son transferidos a la Compañía una vez a la semana, lo que genera al cierre de estados financieros, saldos pendientes de transferir. Al respecto, al 31 de diciembre de 2007, un importe de (en miles) US\$3,316 (US\$932 en 2006) se encuentra pendiente de liberación por parte de La Fiduciaria S.A. Asimismo, al cierre del ejercicio se ha retenido un porcentaje de las cobranzas por (en miles) US\$1,826 (US\$844 en 2006), en garantía de la próxima cuota a vencer.

10. TERRENOS, MAQUINARIA Y EQUIPO, NETO

El movimiento en el costo y en depreciación acumulada de terrenos, maquinaria y equipo durante 2007, fue como sigue:

	<u>Saldos</u> <u>Iniciales</u> US\$000	<u>Adiciones</u> US\$000	<u>Retiros</u> US\$000	<u>Trans-</u> <u>ferencias</u> US\$000	<u>Saldos</u> <u>Finales</u> US\$000	Tasas de Depre- ciación %
Costo:						
Terrenos	762	-	-	-	762	
Maquinaria y equipo	84,888	5,214	-	3,868	93,970	
Equilibrio tarifario	54	978	-	-	1,032	
Unidades de transporte	613	89	(26)	-	676	
Muebles y enseres	106	3	-	-	109	
Equipos diversos	494	15	(24)	-	485	
Equipos de cómputo	68	41	-	-	109	
Obras en curso	4,517	6,040	-	(3,868)	6,689	
Total	91,502	12,380	(50)	-	103,832	
Depreciación acumulada:						
Maquinaria y equipo	5,954	3,144	-	-	9,098	3.3 y 10
Equilibrio tarifario	1	20	-	-	21	3.3
Unidades de transporte	262	134	(21)	-	375	20
Muebles y enseres	27	11	-	-	38	10
Equipos diversos	111	50	(13)	-	148	10
Equipos de cómputo	55	20	-	-	75	25
Total	6,410	3,379	(34)	-	9,755	
Neto	85,092				94,077	

- (a) La depreciación por el ejercicio 2007 de (en miles) US\$3,379 (US\$3,105 en 2006) está incluida en las cuentas costo de distribución de gas natural por (en miles) US\$3,348 (US\$3,050 en 2006) y gastos de administración por US\$31 (US\$55 en 2006).
- (b) Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, la Gerencia ha realizado proyecciones de los resultados esperados por la Compañía para los próximos años. De acuerdo a estas proyecciones la Gerencia ha estimado que, los valores recuperables de sus terrenos, maquinaria y equipos, son mayores a sus valores en libros; por lo que considera que no es necesario constituir provisión por deterioro de activos a la fecha del balance general.
- (c) Al 31 de diciembre de 2007, activos relacionados con la concesión por un monto de (en miles) US\$85,883, se encuentran hipotecadas en garantía del préstamo senior (Nota 14).
- (d) Equilibrio tarifario, corresponde a las inversiones cedidas a la Compañía por las obras catalogadas económicamente no viables, de acuerdo a la Resolución OSINERGMIN

N° 263-2005-OS/CD (Nota 1), donde la Compañía reconoce un pasivo por el importe asumido por el cliente, manteniendo una obligación a largo plazo, hasta que el proyecto califique como económicamente viable (Nota 13), en cuyo caso se reclasificará el activo a Maquinaria y equipo.

11. ACTIVOS INTANGIBLES, NETO

El movimiento en el costo y en amortización acumulada de activos intangibles durante 2007, fue como sigue:

	Saldos <u>Iniciales</u> US\$000	<u>Adiciones</u> US\$000	Saldos <u>Finales</u> US\$000	Tasas de Amor- tización %
Costo:				
Servidumbre y derecho de superficie	1,315	-	1,315	
Concesión y estudios relacionados	494	-	494	
Software	<u>39</u>	<u>9</u>	<u>48</u>	
Total	<u>1,848</u>	<u>9</u>	<u>1,857</u>	
Amortización acumulada:				
Servidumbre y derecho de superficie	24	29	53	1.6-3.7
Concesión y estudios relacionados	494	-	494	100
Software	<u>38</u>	<u>9</u>	<u>47</u>	100
Total	<u>556</u>	<u>38</u>	<u>594</u>	
Neto	<u><u>1,292</u></u>		<u><u>1,263</u></u>	

- (a) La amortización por el ejercicio 2007 de (en miles) US\$38 (US\$30 en 2006) está incluida en la cuenta costo de distribución de gas natural.
- (b) La Gerencia ha revisado las proyecciones de los resultados esperados por los años remanentes de vida útil de activos intangibles sin encontrar variaciones significativas, y en opinión de la Gerencia, los valores recuperables al 31 de diciembre de 2007 y 2006, son mayores a sus valores en libros, por lo que no es necesario constituir ninguna provisión por deterioro para esos activos a la fecha de los estados financieros.

12. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

Cuentas por pagar comerciales se encuentran dentro de los plazos de vencimiento y comprende lo siguiente:

	<u>2007</u> US\$000	<u>2006</u> US\$000
Facturas	1,480	2,316
Provisión de compra y transporte de gas	4,240	2,396
Empresa vinculada (Nota 5)	<u>2,101</u>	<u>-</u>
Total	<u><u>7,821</u></u>	<u><u>4,712</u></u>

13. OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Este rubro comprende:

	<u>2007</u> US\$000	<u>2006</u> US\$000
Tributos	75	101
Aportes previsionales y de seguridad social:		
AFP	1	2
ESSALUD	1	1
Intereses	794	831
Aporte financiero (a)	1,941	-
Aporte - Sobrecargo (a)	2,592	-
Garantía recibida de clientes	237	195
Diversas	<u>36</u>	<u>-</u>
Total	5,677	1,130
Menos - porción no corriente (a)	<u>(4,224)</u>	<u>-</u>
Total	<u><u>1,453</u></u>	<u><u>1,130</u></u>

- (a) Aporte financiero, corresponde a la obligación que mantiene la Compañía en relación con proyectos considerados económicamente viables, que será devuelto al cliente como descuento en el servicio de distribución de gas natural, en proporción al 20% de su consumo de gas, por los costos asumidos por el cliente en los proyectos considerados inicialmente como económicamente no viables.

Aporte – Sobrecargo, corresponde a los proyectos económicamente no viables, donde la Compañía mantiene una obligación a largo plazo por los costos de dichos proyectos asumidos por el cliente, mantenidos en una cuenta identificada del activo fijo - Equilibrio tarifario (Nota 10) por el costo invertido, hasta que dicha inversión califique como económicamente viable, en cuyo caso la obligación será reclasificada como Aporte financiero.

14. DEUDA A LARGO PLAZO

Este rubro comprende:

	... 2007 2006 ...	
	<u>Corriente</u> US\$000	Largo <u>Plazo</u> US\$000	<u>Corriente</u> US\$000	Largo <u>Plazo</u> US\$000
Préstamo Senior (a)	4,242	27,576	3,182	31,818
Préstamo Subordinado (b)	-	47,000	-	47,000
Obligaciones por derecho de servidumbre (c)	12	288	12	300
Gastos asociados a financiamiento	<u>(84)</u>	<u>(549)</u>	<u>-</u>	<u>(720)</u>
Total	<u>4,170</u>	<u>74,315</u>	<u>3,194</u>	<u>78,398</u>

(a) El Banco de Crédito del Perú y Citibank del Perú (los Prestamistas) otorgaron a la Compañía el 31 de marzo de 2005 un préstamo por un monto de US\$35 millones, de los cuales corresponden US\$17.5 millones al Banco de Crédito del Perú y US\$17.5 millones al Citibank. Los fondos obtenidos de este préstamo fueron utilizados para cancelar la deuda contraída con Energía del Sur S.A. por US\$21 millones y para gastos e inversiones de capital por US\$14 millones. Este préstamo devenga intereses trimestrales a LIBOR a tres meses más 3.9%, siendo el principal pagadero en 33 cuotas trimestrales a partir del 4 de abril de 2007 y vencimiento el 4 de abril de 2015. El préstamo está garantizado de la siguiente manera:

- Contrato de hipoteca sobre la concesión (Nota 1), firmado el 31 de marzo de 2005 entre los Prestamistas y la Compañía. Dicha hipoteca se mantendrá vigente hasta que la deuda haya sido cancelada en su totalidad (Nota 10).
- Cuenta de reserva de deuda, la cual debe ser equivalente a la suma del principal e intereses a ser pagados en los siguientes dos trimestres, pudiendo cumplir con el mantenimiento de montos mínimos, a través de otro medio idóneos. En virtud de ello, la Compañía mantiene saldos en la cuenta de reserva de deuda (Nota 3) y ha otorgado dos cartas de garantía de US\$1 millón cada una a favor del Citibank del Perú, con vencimiento en octubre de 2008, y
- Contrato de Fideicomiso de Derechos de cobro y flujos (Nota 9), como medio de pago para canalizar el pago de la cuota próxima a vencer.

- (b) El Banco Santander Central Hispano S.A. otorgó a la Compañía un préstamo por US\$47 millones que fueron desembolsados como sigue: el 15 de marzo de 2006 por un monto de US\$30 millones; el 27 de abril de 2006 por un monto de US\$10 millones; y el 30 de octubre de 2006 por un monto de US\$7 millones. Los fondos obtenidos de este préstamo fueron utilizados para cancelar la deuda contraída con SUEZ Energy Perú S.A. por US\$27 millones y para gastos e inversiones de capital por US\$20 millones. Este préstamo devenga intereses trimestrales a LIBOR de tres meses más 0.30% y tiene como garantía cartas fianzas otorgada por AEI y Promigas hasta por (en miles) US\$47,000. El principal tenía como vencimiento el 17 de marzo de 2008; sin embargo, con fecha 23 de enero de 2008 la Compañía recibió confirmación del Banco Santander Central Hispano S.A. para la extensión del plazo de vencimiento de la deuda hasta el 17 de setiembre de 2011.
- (c) Corresponde al Contrato de Derecho de Servidumbre para el paso de los ductos del sistema de Distribución de Gas, suscrito el 17 de setiembre de 2003 por la Compañía con Ferrovías Central Andina S.A., por el cual se deben efectuar pagos anuales de (en miles) US\$12 hasta el año 2033.

El vencimiento de la deuda a largo plazo es como sigue:

	<u>2007</u> US\$000	<u>2006</u> US\$000
Año		
2007	-	3,194
2008	4,256	51,254
2009	4,256	4,254
2010	4,256	4,254
2011 al 2033	<u>66,350</u>	<u>19,356</u>
Total	<u><u>79,118</u></u>	<u><u>82,312</u></u>

15. PROVISIONES

Este rubro comprende:

	<u>2007</u> US\$000	<u>2006</u> US\$000
Capacidad mínima (a)	922	922
Estudio impacto ambiental (b)	490	-
Juntas de oro (c)	357	-
Cámara de válvula (d)	300	-
Otras provisiones	<u>738</u>	<u>-</u>
Total	<u><u>2,807</u></u>	<u><u>922</u></u>

- (a) Corresponde al arbitraje iniciado por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) por el incumplimiento de la Capacidad Mínima de la Red Principal previsto en el contrato BOOT (Nota 1). La DGH ha estimado el monto de la posible sanción en la suma de US\$2.3 millones, más intereses. La Gerencia y los Asesores Legales opinan que no hubo incumplimiento por parte de la Compañía; no obstante, de resolverse el caso en contra, consideran que los criterios empleados por la DGH en el cálculo de la sanción no son correctos y la sanción sería del orden de (en miles) US\$922, monto que ha sido provisionado.
- (b) Corresponde al procedimiento sancionador por un supuesto incumplimiento de los compromisos asumidos en el Estudio de Impacto Ambiental de la Red Principal, según Resolución Directoral Nro. 092-2002-EM-DGAA.
- (c) Corresponde al procedimiento sancionador por un supuesto incumplimiento de lo establecido en el Manual de Construcción presentado al OSINERGMIN respecto a la aplicación de la prueba de burbuja a las juntas de oro del Sistema de Distribución de Gas Natural.
- (d) Corresponde al procedimiento abierto por un supuesto incumplimiento de las normas sobre programas de operación y/o manuales de operación, seguridad, mantenimiento y demás.

Las provisiones han sido registradas sin perjuicio de las acciones legales que la Compañía ha iniciado en su defensa.

16. INGRESOS DIFERIDOS

De acuerdo a lo establecido en el Contrato BOOT (Nota 1), y en virtud del Decreto Supremo No. 046-2002-EM del 28 de octubre de 2002, la Compañía percibe desde el 1 de noviembre de 2002 ingresos por Garantía por Red Principal para asegurar sus ingresos a partir del inicio de sus operaciones comerciales (agosto de 2004). Debido a que la fecha de recaudación inicial se modificó a una fecha anterior a la de inicio de las operaciones comerciales antes mencionada, los ingresos provenientes de la Garantía por Red Principal anteriores a dicha fecha han sido considerados por la Compañía como ingresos diferidos.

A partir de setiembre de 2004, los ingresos diferidos se amortizan en línea recta a los resultados del ejercicio de acuerdo al plazo de la concesión, es decir 33 años, reconociendo como ingresos operacionales un monto de (en miles) US\$310 cada año.

A partir del 20 de agosto de 2004, los ingresos correspondientes a la Garantía por Red Principal son cobrados al sistema interconectado y abonados directamente a los resultados de las operaciones. En 2007, un monto de (en miles) US\$2,874 (US\$5,296 en 2006) ha sido abonado directamente a los ingresos de las operaciones del año.

17. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2007, el capital está representado por 47,000,277 acciones comunes (35,000,277 al 31 de diciembre de 2006) de US\$1.00 de valor nominal cada una, autorizadas, emitidas y pagadas.

En Junta General de Accionistas de fecha 14 de diciembre de 2007, se acordó el aumento del capital social de (en miles) US\$35,000 a (en miles) US\$47,000 mediante la capitalización de créditos que mantenían los accionistas frente a la Compañía por la emisión de 12,000,000 acciones de US\$1.00 de valor nominal cada una, que representan (en miles) US\$12,000 (Nota 5).

El movimiento en el número de acciones en circulación fue como sigue:

	<u>2007</u>	<u>2006</u>
	Cantidad de acciones	
En circulación al inicio del año	35,000,277	35,000,277
Emitidas por capitalización de deudas	<u>12,000,000</u>	<u>-</u>
En circulación al fin del año	<u><u>47,000,277</u></u>	<u><u>35,000,277</u></u>

Al 31 de diciembre de 2007, la estructura de participación accionaria de la Compañía era como sigue:

	<u>No. de</u> <u>Acciones</u>	<u>Total de</u> <u>Participación</u> %
AEI Perú Holdings LTD.	28,200,166	60.00
Promigas S.A. ESP	<u>18,800,111</u>	<u>40.00</u>
Total	<u><u>47,000,277</u></u>	<u><u>100.00</u></u>

18. RESULTADOS ACUMULADOS

(a) Ajuste de años anteriores

En 2007, los nuevos accionistas (Nota 1) y la Gerencia efectuaron una evaluación de la recuperabilidad de la cuenta por cobrar por US\$1,000 (en miles) relacionada con la reclamación a la Dirección General de Hidrocarburos por la ejecución en 2006 de la garantía otorgada por fiel cumplimiento de las obligaciones derivadas de la concesión. Como consecuencia de dicha evaluación, la Gerencia determinó que bajo NIIF, la Compañía no debió presentar dicho importe como una cuenta por cobrar al 31 de diciembre de 2006 por calificar como Activo Contingente. Los estados financieros del año 2006 han sido reestructurados para reflejar en los resultados de dicho ejercicio, la

pérdida de la garantía por (en miles) US\$1,000, la cual ha sido incluida en el rubro otros gastos, neto de operación.

Esta corrección no implica que la Compañía renuncie a su derecho de realizar las acciones que crea conveniente para la recuperación de este importe.

(b) Distribución de utilidades

De acuerdo con lo señalado por el D. Legislativo 945 del 23 de diciembre de 2003, que modificó la Ley del Impuesto a la Renta, las personas jurídicas domiciliadas que acuerden la distribución de dividendos o cualquier otra forma de distribución de utilidades, retendrán el 4.1% del monto a distribuir, excepto cuando la distribución se efectúe a favor de personas jurídicas domiciliadas.

Como se describe en la Nota 1, la Compañía tiene vigente un Convenio de Estabilidad Jurídica y en opinión de la Gerencia, mientras el referido convenio se encuentre en vigencia, no es aplicable la retención del 4.1% en la distribución de los dividendos a los accionistas del exterior correspondiente al monto estabilizado de (en miles) US\$30,000, ni ningún cambio relacionado con el impuesto a la renta ocurrido después de la fecha de suscripción del mencionado Convenio.

No existen restricciones para la remesa de dividendos ni para la repatriación del capital a los inversionistas extranjeros.

19. INGRESO POR SERVICIO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

Ingreso por servicio de distribución de gas natural comprende:

	<u>2007</u>	<u>2006</u>
	US\$000	US\$000
Venta de Gas	27,177	15,595
Prestación de servicios de gas:		
Transporte de gas natural	13,083	7,306
Distribución primaria	2,735	1,363
Distribución secundaria	7,789	3,080
Provisión de distribución	1,050	345
Servicio cargo variable	2,961	743
Servicio acometidas	108	397
Servicio Instalaciones	2,006	4,311
Servicio tuberías	35	84
Otros servicios	198	111
Ingresos por ventas no reguladas:		
Cargo por uso	5,748	4,623
Cargo reserva de capacidad	417	298
Otros ingresos	36	1,556
Total	<u>63,343</u>	<u>39,812</u>

20. COSTO DE SERVICIO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

Costo de servicio de distribución de gas natural comprende:

	<u>2007</u>	<u>2006</u>
	US\$000	US\$000
Consumo de gas	27,326	15,646
Transporte de gas	13,115	7,257
Consumo de suministros	776	3,238
Servicios de operación y mantenimiento de la red de distribución	2,045	1,249
Servicios prestados por terceros	1,829	1,395
Depreciación y amortización (Notas 10 y 11)	3,386	3,080
Otros gastos	<u>322</u>	<u>92</u>
Total	<u><u>48,799</u></u>	<u><u>31,957</u></u>

21. GASTOS DE ADMINISTRACION

Gastos de administración comprende:

	<u>2007</u>	<u>2006</u>
	US\$000	US\$000
Cargas de personal	200	210
Servicios de asistencia administrativa, financiera y técnica	5,640	4,229
Servicios prestados por terceros	725	638
Tributos	308	574
Cargas diversas de gestión	725	373
Depreciación (Nota 10)	<u>31</u>	<u>55</u>
Total	<u><u>7,629</u></u>	<u><u>6,079</u></u>

22. GASTOS DE COMERCIALIZACION

Gastos de comercialización comprende:

	<u>2007</u> US\$000	<u>2006</u> US\$000
Servicios prestados por terceros	510	587
Cargas diversas de gestión	<u>46</u>	<u>74</u>
Total	<u><u>556</u></u>	<u><u>661</u></u>

23. OTROS GASTOS, NETO

Otros gastos, neto comprende:

	<u>2007</u> US\$000	<u>2006</u> US\$000 (Reestructurado)
Provisiones por sanciones (Notas 15 y 18(a), respectivamente)	(1,885)	(1,000)
Costo neto de enajenación y donación de activos fijos	(16)	(199)
Enajenación de activos fijos	8	213
Transferencia de bienes de SUEZ Energy Perú S.A.	160	-
Otros, neto	<u>86</u>	<u>(102)</u>
Total	<u><u>(1,647)</u></u>	<u><u>(1,088)</u></u>

24. INGRESOS FINANCIEROS

Ingresos financieros comprende:

	<u>2007</u> US\$000	<u>2006</u> US\$000
Ganancia por diferencia de cambio, neta (a)	1,900	420
Intereses de depósitos bancarios	29	6
Intereses de depósitos a plazos	409	265
Interés compensatorio clientes	345	222
Otros ingresos financieros	<u>70</u>	<u>309</u>
Total	<u><u>2,753</u></u>	<u><u>1,222</u></u>

(a) La ganancia por diferencia de cambio se presenta neta de la pérdida por diferencia de cambio de (en miles) US\$3,080 (US\$2,443 en 2006).

25. GASTOS FINANCIEROS

Gastos financieros comprende:

	<u>2007</u> US\$000	<u>2006</u> US\$000
Intereses de préstamo subordinado	2,812	3,287
Intereses de préstamo Senior	2,967	2,721
Impuesto a las transacciones financieras	208	236
Otros gastos financieros	<u>70</u>	<u>60</u>
Total	<u><u>6,057</u></u>	<u><u>6,304</u></u>

26. IMPUESTO A LA RENTA

- (a) Régimen tributario del Impuesto a la Renta que de no existir cambios estaría vigente al término del Convenio

(i) Tasas del impuesto

De conformidad con el D. Legislativo 945, del 23 de diciembre de 2003, a partir del ejercicio gravable 2004, la tasa de impuesto a la renta de las personas jurídicas domiciliadas es de 30%.

Las personas jurídicas que acuerden la distribución de dividendos, retendrán el 4.1% del monto a distribuir, excepto cuando la distribución se efectúe a favor de personas jurídicas domiciliadas. En adición, las personas jurídicas se encuentran sujetas a una tasa adicional de 4.1%, sobre toda suma que pueda considerarse una disposición indirecta de utilidades, que incluyen sumas cargadas a gastos e ingresos no declarados; esto es, gastos susceptibles de haber beneficiado a los accionistas, participacionistas, entre otros; gastos particulares ajenos al negocio; gastos de cargo de accionistas, participacionistas, entre otros, que son asumidos por la persona jurídica.

(ii) Precios de transferencia

Para propósitos de determinación del Impuesto a la Renta y del Impuesto General a las Ventas, las personas jurídicas que realicen transacciones con partes vinculadas o con sujetos residentes en territorios de baja o nula imposición, deberán: (a) presentar una declaración jurada anual informativa de las transacciones que realicen con las referidas empresas, cuando el monto de estas transacciones resulte mayor a (en miles) S/.200 (equivalente a US\$67) y (b) contar con un Estudio Técnico de Precios de Transferencia, además de la documentación sustentatoria de este Estudio, cuando el monto de sus ingresos devengados superen los (en miles) S/.6,000 (equivalente a

US\$2,002), y hubieran efectuado transacciones con empresas vinculadas no domiciliadas en un monto superior a (en miles) S/.1,000 (equivalente a US\$1,001).

Ambas obligaciones son exigibles en el caso de que se hubiera realizado al menos una transacción desde, hacia, o a través de países de baja o nula imposición.

Por excepción por 2006 y 2007, la obligación de contar con un Estudio Técnico de Precios de Transferencia no será de aplicación respecto de las transacciones que los contribuyentes domiciliados en el país realicen con partes vinculadas domiciliadas.

(iii) Modificaciones significativas al Impuesto a la Renta

Mediante Decreto Supremo 219-2007-EF publicado el 31 de diciembre de 2007 (en adelante “el reglamento”) se han modificado diversos artículos del reglamento de la Ley del Impuesto a la Renta (en adelante “la LIR”). A continuación se muestra un breve resumen de los cambios más importantes que entran en vigencia a partir del 1 de enero de 2008:

- Se determina ciertas precisiones o aclaraciones referidas a aspectos relacionados a Instrumentos Financieros Derivados (IFD) sobre, (i) la medición de la eficacia, (ii) la deducibilidad de los gastos vinculados con IFD celebrados con fines de intermediación financiera, (iii) la deducibilidad de los gastos comunes de IFD celebrados con residentes o establecimientos permanentes situados en países o territorios de baja o nula imposición, (iv) la forma de computarse las pérdidas de fuente peruana devengadas provenientes de IFD con fines distintos a los de cobertura, (v) la inclusión como parte del costo de inventarios y/o activo fijo de los resultados de IFD que cubren riesgos de fluctuación del valor de la moneda extranjera relacionados a la adquisición de tales activos, y (vi) el ajuste en la determinación del Impuesto a la Renta (IR) de los IFD sin fines de cobertura, el recalcu del IR de los ejercicios precedentes, y la presentación de las declaraciones juradas rectificatorias, de ser el caso.
- Se precisa que para la aplicación de la tasa de 20% de la depreciación de maquinaria y equipo para las actividades minera, petrolera y de construcción, se deberá acreditar que los mismos se han utilizado de manera exclusiva en tales actividades durante el ejercicio gravable.
- Se precisa que en el caso de contribuyentes perceptores de rentas de tercera categoría a efectos de los Fondos Mutuos de Inversión en valores, fondos de inversión, patrimonios fideicometidos de sociedades tituladoras y fideicomisos bancarios, las rentas y pérdidas netas se imputarán al ejercicio gravable de su devengo, aplicando una tasa de retención de 30%, o en su caso, a la alícuota del IR a la que se encuentre sujeto el perceptor de tales rentas.
- Se precisa que para efecto del reconocimiento en el IR de los efectos derivados de la transferencia de créditos mediante operaciones de factoring y descuento u otras

operaciones reguladas por el Código Civil, se consideran a estas operaciones como servicios.

Como se describe en la Nota 1, la Compañía tiene vigente hasta el 2033 un Convenio de Estabilidad Jurídica. En opinión de la Gerencia, mientras el referido convenio se encuentre en vigencia, no es aplicable a la Compañía, ningún cambio relacionado con el impuesto a la renta ocurrido durante la vigencia del mencionado Convenio.

- (b) El gasto por impuesto a la renta, calculado a la tasa de 30% vigente a la fecha de firma del Convenio, comprende:

	<u>2007</u>	<u>2006</u>
	US\$000	US\$000
Impuesto diferido (Nota 27)	<u>(1,563)</u>	<u>(620)</u>

- (c) La pérdida tributaria arrastrable fue determinada como sigue:

	<u>2007</u>	<u>2006</u>
	US\$000	US\$000
Utilidad antes de impuesto a la renta	4,592	551
Adiciones (deducciones) tributarias:		
Gastos no deducibles	2,672	1,331
Ingresos exonerados	(1,370)	(370)
Diferencias temporales	<u>184</u>	<u>321</u>
Renta gravable del ejercicio	6,078	1,833
Pérdida tributaria arrastrable al inicio del año	(6,380)	(8,450)
Ajuste a la pérdida tributaria arrastrable	<u>(684)</u>	<u>237</u>
Pérdida tributaria arrastrable al fin del año	<u>(986)</u>	<u>(6,380)</u>

Por addenda de cesión de posición contractual del Convenio de Estabilidad Jurídica (Nota 1), vigente durante el plazo de concesión (hasta el año 2033), la pérdida tributaria puede ser compensada con la renta gravable que se obtenga en los cuatro ejercicios inmediatos posteriores computados a partir del ejercicio en que se genera la utilidad. El saldo que no resulte compensado en ese lapso, no puede ser compensado en los ejercicios siguientes. La Gerencia estima que la Compañía dispondrá de renta imponible futura suficiente contra la cual podrá compensar totalmente el monto de la pérdida tributaria arrastrable.

(d) Situación tributaria

Las declaraciones juradas de impuesto a la renta correspondientes a los ejercicios 2003 a 2006 y la que será presentada por el ejercicio 2007, están pendientes de revisión por la administración tributaria, la cual tiene la facultad de efectuar dicha revisión dentro de los cuatro años siguientes al año de presentación de la declaración jurada de impuesto a la renta. La Gerencia estima que no surgirán pasivos de importancia o modificaciones a la pérdida tributaria como resultado de las revisiones pendientes.

27. IMPUESTO A LA RENTA DIFERIDO

El movimiento en el activo y el beneficio a resultados por impuesto a la renta diferido, y la descripción de las diferencias temporales que le dieron origen es como sigue:

	Saldo <u>Inicial</u> US\$000	Adiciones <u>(Recuperos)</u> US\$000	Saldo <u>Final</u> US\$000
Pérdida tributaria	1,914	(1,618)	296
Reversión facturación (a)	-	55	55
Provisiones	<u>69</u>	<u>-</u>	<u>69</u>
Total	<u><u>1,983</u></u>	<u><u>(1,563)</u></u>	<u><u>420</u></u>

- (a) Corresponde a la facturación del año 2006 por la inversión de obras calificadas como económicamente no viable y reversados en aplicación de la Resolución OSINERGMIN N° 263-2005-OS/CD (Nota 1), para ser mantenidos como una obligación a largo plazo (Nota 2 (k)).

28. UTILIDAD (PERDIDA) POR ACCION

La utilidad (pérdida) por acción común ha sido calculada dividiendo la utilidad neta del ejercicio atribuible a los accionistas comunes, entre el promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante el ejercicio. Debido a que no existen acciones comunes potenciales diluyentes, esto es, instrumentos financieros u otros contratos que dan derecho a obtener acciones comunes, la utilidad diluida por acción común es igual a la utilidad básica por acción común.

- (a) La utilidad (pérdida) básica y diluida por acción común resulta como sigue:

	<u>2007</u> US\$000	<u>2006</u> US\$000
Utilidad (pérdida) neta atribuible a los accionistas comunes	<u><u>3,029</u></u>	<u><u>(69)</u></u>

- (b) El promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante el 2007 y 2006, ambas de US\$1.00 de valor nominal c/u, fue como sigue:

	<u>Acciones Comunes en circulación</u>	<u>Días de vigencia hasta el cierre</u>	<u>Promedio ponderado de Acciones Comunes</u>
En circulación al inicio y al final de 2006	35,000,277	365	35,000,277
En circulación al inicio de 2007	35,000,277	365	35,000,277
Emisión de nuevas acciones	<u>12,000,000</u>	17	<u>558,904</u>
En circulación al final de 2007	<u><u>47,000,277</u></u>		<u><u>35,559,181</u></u>
			<u>2007</u> US\$
			<u>2006</u> US\$

- (c) Utilidad (pérdida) básica y diluida por acción común
(en dólares estadounidenses)

<u>0.085</u>	<u>(0.002)</u>
--------------	----------------

29. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

Riesgo de cambio

La Compañía realiza sus ventas en nuevos soles tomando como base sus tarifas fijadas en dólares estadounidenses, lo cual le permite hacer frente a sus obligaciones en dicha moneda y reducir su exposición al riesgo de fluctuaciones en el tipo de cambio.

Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, la Compañía presenta una posición activa neta de (en miles) S/.66 y S/.49, respectivamente. La Gerencia ha aceptado el riesgo de esta posición por lo que no ha efectuado operaciones con derivados para su cobertura.

Riesgo de crédito

Los activos financieros de la Compañía potencialmente expuestos a concentraciones de riesgo de crédito consisten principalmente de depósitos en bancos y cuentas por cobrar comerciales. Con respecto a los depósitos en bancos, la Compañía reduce la probabilidad de concentraciones significativas de riesgo de crédito porque mantiene sus cuentas corrientes en instituciones financieras de primera categoría, y limita el monto de la exposición al riesgo de crédito en cualquiera de las instituciones financieras. Con respecto a las cuentas por cobrar comerciales, las concentraciones significativas de riesgo de crédito, individual o de grupo, están limitadas debido a la amplia base de clientes y a la política de la Compañía de evaluar continuamente la historia de crédito de los clientes y su condición financiera para cumplir con los pagos.

Valor razonable

En opinión de la Gerencia, al 31 de diciembre de 2007 y 2006, los valores razonables de los activos financieros y pasivos financieros son sustancialmente similares a sus respectivos valores en libros.

30. MEDIO AMBIENTE

Conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, la construcción y la operación de la Red de Alta Presión y de las Otras Redes cuentas con respectivos Estudios de Impacto Ambiental (en adelante los EIA) donde se establecen los compromisos medio ambientales que la Compañía debe cumplir, los que hacen principal incidencia a la etapa de construcción de las redes. Los EIA incluyen un Plan de Manejo Ambiental (en adelante el PMA) donde se describen las medidas que debe adoptar la Compañía para prevenir o mitigar impactos ambientales negativos y mantener sus operaciones dentro de los márgenes de las regulaciones ambientales.

Adicionalmente, la Compañía presenta anualmente un informe de gestión ambiental ante el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (“OSINERGMIN”), ente responsable de la verificación del cumplimiento de los compromisos medio ambientales asumidos por la sociedad en el PMA.

Al 31 de diciembre de 2007, el gasto acumulado relacionado directamente con la protección del medio ambiente ascendió a (en miles) US\$11 (US\$19 en 2006).
