

**Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A.**

Contactos:

Natali Velazco

[nvelazco@equilibrium.com.pe](mailto:nvelazco@equilibrium.com.pe)

Renzo Barbieri

[rbarbieri@equilibrium.com.pe](mailto:rbarbieri@equilibrium.com.pe)



# PERU LNG S.R.L.

Lima, Perú

17 de febrero de 2012

Clasificación	Categoría	Definición de Categoría
Primer Programa Bonos Corporativos PERU LNG S.R.L. Primera, segunda, tercera y cuarta emisión	AAA.pe	Refleja la capacidad más alta de pagar el capital e intereses en los términos y condiciones pactados.

*"La clasificación que se otorga no implica recomendación para comprar, vender o mantener instrumentos representativos de deuda de la empresa clasificada así como tampoco participaciones u acciones de la misma."*

-----En millones de US\$-----		
	Set . 2011	Set . 2011
Activos:	3,649.6	Pasivos: 3,609.3
Patrimonio:	40.3	Resultado: -7.7

**Historia:** Primer Programa de Bonos Corporativos de PERU LNG SRL → AAA.pe (02.11.09).

Para el presente análisis se han evaluado los diversos contratos suscritos entre PERU LNG y cada uno de los participantes del Proyecto, informes realizados por consultores independientes, estados financieros auditados de PERU LNG correspondientes a los años 2008, 2009 y 2010, así como estados financieros sin auditar al 30 de setiembre de 2011 y proyecciones actualizadas por el período de vigencia de los Bonos.

**Fundamento.-** El Comité de Clasificación de Equilibrium decidió mantener la categoría AAA.pe a las emisiones realizadas bajo el Primer Programa de Bonos Corporativos de PERU LNG.

La clasificación se sustenta en el amplio paquete garantías, resguardos, y seguridades existentes en los diversos contratos que mitigan los riesgos que enfrenta la Empresa en su etapa operativa inicial (primer año), permitiendo que los flujos generados cubran suficientemente los compromisos financieros asumidos.

Del mismo modo, se ha considerado la sólida solvencia económica y financiera de los sponsors (Hunt Oil Company, Repsol YPF S.A., SKEnergy Co. Ltd. Y Marubeni Corporation), así como la participación que mantienen en otras fases de la industria que conlleva a tener una visión integral del negocio y un elevado compromiso con la Empresa.

Se incorpora también el Convenio de Inversión ("Investment Agreement")<sup>1</sup> suscrito con el Estado cuya naturaleza de contrato Ley proporciona el mayor grado de protección jurídica que puede otorgarse bajo la legislación peruana a estos emprendimientos.

PERU LNG, es una empresa que se dedica a la exportación de gas natural licuefactado. Las inversiones efectuadas alcanzaron US\$3,800 mm que se destinaron a la construcción de la planta de procesamiento de gas natural licuefactado (Planta de LNG), un gaseoducto de 408 KM de longitud y del muelle de atraque de buques gasíferos (instalaciones marítimas). Las obras terminaron de acuerdo a los plazos y costos previstos en el diseño original del Proyecto. La etapa de construcción concluyó satisfactoriamente otorgando PERU LNG los certificados de conformidad respectivos.

Superado el período de pruebas, las operaciones comerciales se iniciaron el 01 de octubre de 2010, habiendo la Empresa despachado hasta al 31 de diciembre de 2010, 23 buques metaneros con 84.1MM de MMbtu de LNG (o 84.1 Tbtu) (Liquified Natural Gas) y 55 naves en el transcurso del año 2011 con 209.1 MM de MMbtu. No obstante estar la demanda de LNG respaldada por el Contrato *take or pay* suscrito con Repsol Comercializadora de Gas S.A. como Offtaker por un período de dieciocho (18) años a un precio indexado al Henry Hub, en el 2010 los ingresos de PERU LNG no cubrieron los costos de ventas, producto del desbalance originado entre el precio de venta de LGN y el precio de compra de gas natural, consecuencia del comportamiento coyuntural y disímil de los marcadores de gas a nivel internacional (HH-América del Norte, JKM- Asia), los cuales fueron distanciando sus cotizaciones entre sí, rompiendo la correlación que usualmente habían presentado.

Para superar esta situación, el 20 de octubre del 2010 los socios de PERU LNG, suscribieron temporalmente con Repsol CG, el *Short Term Agreement* (adenda al *Sales Purchases Agreement*), el cual establecía que la venta de LGN a REPSOL CG para embarques a un destino HH sería el precio original establecido en el SPA, pero si el destino es otro, el precio será de US\$2.40 MMBtu más el costo del gas, con lo cual se restituyó transitoriamente el equilibrio económico de la operación.

Con fecha 01 de abril de 2011, PERU LNG suscribió una adenda definitiva al contrato *Sales Purchases Agreement*, estableciéndose un mecanismo de precios para el caso en que los despachos LNG se destinen a mercados que no tengan como marcador el HH, con lo cual se restituyó contractualmente el equilibrio financiero de la operación.

<sup>1</sup> Contrato suscrito el 12 de enero de 2006 entre el Estado Peruano y PERU LNG que tiene rango de contrato ley, y que no puede ser modificado unilateralmente.

Asimismo se incorporaron modificaciones menores al contrato, tales como la modificación de las condiciones de envío, volúmenes mínimos de carga a Manzanillo Garantizados, entre otros.

Producto de las adendas suscritas las proyecciones de PERU LNG, se modificaron incluyendo el efecto de la corrección de los términos al Sales Purchases Agreement en el cual los ingresos y los costos se encuentran ahora relacionados con los precios de destino final del embarque de GNL.

Cabe señalar, que con relación al modelo inicial, las nuevas proyecciones de precios de gas (ajustadas hacia abajo), así como el incremento en los gastos de operación respecto a lo proyectado inicialmente conllevaron a que PERU LNG presente un margen operativo menor al estimado inicialmente, sin embargo producto de la modificación a los contratos la posibilidad de un descalce de precios es excluida (contemplado en el Sponsor Pricing Guarantee Agreement) compensándose con una mayor estabilidad de los flujos. Los resultados trimestrales de PERU LNG se han ido recuperando progresivamente, registrando la Empresa al 30 de setiembre de 2011 una menor pérdida respecto de la alcanzada en el 2010.

Respecto a los covenants, la estructura contempla mantener un ratio deuda/capital menor a 60% hasta la fecha de culminación del Proyecto (*Project Completion*), y un ratio de cobertura de servicio de deuda igual o mayor a 1.20x a partir del Proyecto (*Project Completion*), y que se mantendrá durante la vigencia de los Bonos, de incumplirse dicho ratio deberá presentarse un *Remedial Plan* (cláusula 5.19 CTA).

Al 30 de setiembre de 2011 PERU LNG presentó un ratio deuda/capital de 58.22% menor al 60%. Como estaba previsto, PERU LNG constituyó la cuenta reserva en noviembre de 2010 por un total de US\$136.2 mm.

El *Project Completion*, que es una condición para levantar ciertas garantías será emitido por el *Intercreditor Agent* (Société Générale) en representación de los Acreedores Preferentes, después de que se cumpla las condiciones precedentes iniciales y otras adicionales previstas en el CTA<sup>2</sup>, protegiendo de esta forma los intereses de los Acreedores Preferentes dentro de los cuales se encuentran los bonistas. El plazo máximo para emitir el *Project Completion* es el 22 de abril de 2013, sin embargo PERU LNG viene gestionando su emisión.

Debido a cambios que se vienen produciendo en el mercado mundial de gas natural y otros relacionados con

el contexto nacional PERU LNG acordó la incorporación de nuevas garantías que otorgan mayor seguridad a la estructura en la etapa operativa y que entrarían en vigencia después del *Project Completion*. Entre las garantías adicionales se considera el respaldo de los Sponsors para cubrir cualquier déficit de Opex y de Servicio de Deuda cuando el flujo real de caja sea menor al flujo hipotético considerando un escenario 100% Henry Hub. Es decir, si se llegara a producir un déficit de caja y este déficit fuera el resultado de una reducción del envío de embarques a destinos diferentes a Henry Hub, los Sponsors garantizarían el aporte del valor menor entre el déficit de Opex y Servicio de Deuda y el déficit de caja derivado de la comparación entre el flujo real y el flujo hipotético en base Henry Hub. Otras garantías constituidas cubren apropiadamente los riesgos relacionados con el suministro y envío de gas natural. Respecto al financiamiento hay que señalar que éste se efectuó con préstamos de organismos multilaterales (BID y IFC), Agencias de fomento de Exportación (US-EXIM, SACE -Italia-, K-EXIM -Corea-), mercado de capitales peruano a través de bonos corporativos, que en su conjunto sumaron US\$2,250 mm y que a setiembre de 2011 llegó a US\$2,189 mm. El financiamiento efectuado directamente por la Empresa, ha sido de US\$1,628.9 mm el cual evidencia un alto nivel de capitalización para este tipo de emprendimientos.

Respecto a la colocación de los bonos corporativos realizada el 20 de noviembre de 2009 por US\$200 mm, PERU LNG ha cumplido con pagar los intereses correspondientes al tercer cupón de las cuatro misiones efectuadas.

En el 2010 PERU LNG efectuó un aumento de capital por US\$100 mm por capitalización de acreencias con la principal, con el objetivo de fortalecer el patrimonio del Emisor el mismo que había disminuido por la pérdida registrada en el valor de los activos financieros.

La clasificación también considera;

- Los contratos de suministro de Gas Natural: i) Block 56 Gas Supply Agreement, mediante el cual se establece que el gas natural se destinará prioritariamente a PERU LNG, ii) Block 88 Gas Supply Agreement que establece que PERU LNG dispondrá del gas natural proveniente del lote 88 de manera complementaria al gas suministrado por el lote 56, iii) No obstante que el informe de la consultora De Golyer and Mac Naughton - una de las cuatro (04) empresas especializadas (Independent Petroleum Engineer) a julio de 2010, reporta una ligera disminución de las reservas probadas de gas natural en ambos lotes (56 y 88) al pasar de 11.625 MMcf en julio de 2009 a 10.994 MMcf en julio de 2010 producto de la explotación de los yacimientos, el volumen permitiría a PERU LNG cumplir con sus obligaciones contractuales.

- La suficiencia de reservas de gas natural también estaría confirmada con el estudio que realizó la consultora Netherland Sewel & Associates (NSA) por encargo del gobierno peruano, quien estableció que las reservas probadas de los Lotes 56 y 88 ascienden a 11.177 MMcf.

Adicionalmente el Consorcio de Camisea (Upstream) anunció un agresivo plan de inversiones de US\$576mm para certificar mayores reservas de gas. El programa

<sup>2</sup> El *Common Terms Agreement*, establece que el *Project Completion* se emitirá cuando se cumplan de las siguientes condiciones:

- Cuando PERU LNG otorgue el Certificado de Aceptación de las Obras de la Planta de LNG (*Facility Acceptance Certificate*).
- Cuando PERU LNG otorgue el Certificado de Aceptación de las Obras de las Instalaciones Marítimas.
- Cuando PERU LNG otorgue el Certificado de Aceptación (*Mechanical Completion*) de las Obras del Ducto.
- Cuando los Planes de Negocios y Operación sean aceptados por el Consultor Técnico.
- Cuando cada uno de los consultores independientes de los Acreedores Preferentes emita su reporte final en forma razonable a satisfacción de los Acreedores Preferentes, entre otros.

contempla la perforación de entre seis y siete nuevos pozos en los yacimientos de Mipaya, Pagoreni-este y Saniri, ubicados en el Lote 56. Estas nuevas perforaciones se iniciaron en el 2010 y estarían concluidas en el 2012.

Respecto a la probabilidad de que el Estado peruano modifique sus políticas de manera tal que afecten negativamente la operación de PERU LNG, se considera que dicho riesgo es moderado, debido al Convenio de

Inversión con el que cuenta la Empresa, que representa el compromiso del Estado peruano de llevar adelante la inversión efectuada. Finalmente, cualquier eventual modificación a los términos contractuales del Convenio de Inversión debería ser acordada mutuamente por el Estado peruano y PERU LNG. De producirse dicha modificación, ésta será evaluada cuantificando su impacto en la capacidad de generación de la Empresa, en función a los compromisos adquiridos.

#### **Fortalezas**

1. Sólidos contratos que garantizan el suministro y transporte de gas natural así como los ingresos de la empresa.
2. Amplio paquete de garantías y seguridades.
3. Solvencia económica y financiera de los Sponsors.
4. Compromiso del Estado Peruano evidenciado en el convenio de inversión *Investment Agreement*.

#### **Debilidades**

1. Incrementos de los costos y gastos de mantenimiento y operación de las instalaciones.

#### **Oportunidades**

1. Recuperación económica mundial a largo plazo.
2. Incremento de la demanda de gas natural y LGN, como consecuencia de iniciativas para reducir la emisión de gases del efecto invernadero.

#### **Amenazas**

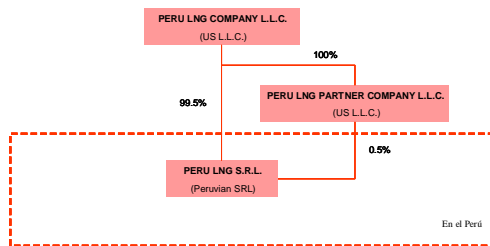
1. Lenta recuperación del crecimiento económico mundial en el mediano plazo que afecta la demanda de gas natural.
2. Volatilidad del precio del gas natural.
3. Nuevos desarrollos tecnológicos para licuar y transportar gas natural.
4. Cambio en la política económica y del marco regulatorio peruano.

## PERFIL DE LA COMPAÑÍA Y GRUPO

PERU LNG se constituyó el 24 de marzo de 2003, para desarrollar el proyecto para la construcción, instalación, operación y mantenimiento de la Planta de LNG, las Instalaciones Marítimas y el Gaseoducto.

PERU LNG es compañía proyecto, cuyos socios son: i) PERU LNG Company L.L.C. empresa de responsabilidad limitada, constituida en Delaware, Estados Unidos de América, la cual es propietaria del 99.5% de las participaciones sociales del Emisor; y, ii) PERU LNG Partner Company LLC, empresa de responsabilidad limitada, constituida en Delaware, Estados Unidos de América, la cual es propietaria del 0.5% de las participaciones sociales del Emisor.

A continuación se presenta la estructura del Grupo:



PERU LNG Company LLC es el Consorcio constituido por a) Camisea LNG (Holding) Company; b) Peru Hunt LNG Funding Company; c) SK Energy Co., Ltd.; d) Repsol Exploración Perú S.A.; y e) Marubeni LNG Development B.V., denominados de manera conjunta los Shareholders.

La relación entre los miembros del Consorcio PERU LNG Company L.L.C se regula a través de *Limited Liability Company Agreement* (Contrato LLC) que establece las obligaciones y derechos de sus integrantes. La administración se lleva a cabo mediante un Comité de Gerencia en el que cada miembro tiene derecho de voto conforme a su participación buscando un equilibrio en las decisiones. El Contrato LLC tiene como finalidad regular los intereses de PERU LNG Company L.L.C. Así, el contrato regula la organización corporativa, los derechos de voto de los miembros, sus relaciones internas, así como sus derechos y obligaciones de PERU LNG Company L.L.C con PERU LNG conforme a su participación en la misma.

La Participación de los miembros del consorcio PERU LNG COMPANY LLC es la siguiente:

Miembros	Porcentaje de Participación
Camisea LNG (Holding) Company	10%
Peru Hunt LNG Funding Company	40%
SK Energy	20%
Repsol Exploración del Perú S.A.	20%
Marubeni LNG Development B.V.	10%

Los Sponsors (promotores) Hunt Oil Company, Repsol YPF S.A., SK Energy Co., Ltd. Y Marubeni Corporation) tienen participaciones indirectas en la titularidad de PERU LNG. A diciembre de 2010 los Promotores aportaron US\$1,571,435,077<sup>3</sup> equivalente al 40% de la inversión total.

La calidad crediticia de cada uno de los Sponsors se detalla a continuación:

**Hunt Oil Company**, Fundada en 1934 con sede en Texas es una de las principales empresas independientes de petróleo y gas natural de Estados Unidos de América con 75 años de operaciones. Sus principales áreas de producción y desarrollo están localizadas en Estados Unidos (Texas, Louisiana y el Golfo de México), Canadá, Yemén y Perú. La compañía también tiene licencias de exploración en Perú, Australia, Italia y Rumania. Además del sector de gas y petróleo, la empresa participa en los sectores de refino y marketing, desarrollo inmobiliario, generación eléctrica, agro negocios e inversiones en Venture Capital. Las actividades de Hunt Oil Company en el Perú se iniciaron en el año 2000, y actualmente mantiene una participación de 25.2% en los lotes 56 y 88. Adicionalmente cuenta con una participación de 50% en el lote 76. La Empresa también mantiene una participación de 12.22% en Transportadora de Gas del Perú S.A.

Las operaciones que desarrolla la compañía a nivel mundial así como la sólida posición financiera ha permitido que las clasificadoras de riesgo le otorguen el grado de inversión, con un rating de BBB/estable otorgado por Standard and Poor's y de Baa2/estable por Moody's.

**SK Energy**, SK Energy Co, Ltd (SK Energy) es una Empresa constituida bajo las leyes de Korea del Sur como resultado de la escisión de SK Corporation durante el 2007.

SK Corp realiza dos actividades; i) refinación de crudo, petroquímica y exploración y producción de crudo y ii) administración de SK Group, empresa que tiene una actividad similar a un holding.

SK Energy es la empresa integrada de energía y química más grande de Korea del Sur y el más grande refinador de crudo de dicho país, controlando alrededor del 34% del mercado de refino y el 44% del mercado de Gas Licuado de Petróleo (LPG).

<sup>3</sup> Compuesto por US\$1,251,335,125 de adelantos de la casa matriz y US\$ 320,099,952 en aportes de capital..

Desde 1983 SK Energy ha participado en 80 concesiones de exploración y explotación de crudo y gas en 32 países y actualmente se ha comprometido con 34 concesiones en 19 países.

SK Energy cuenta con grado de inversión, con un rating de BBB/negativo otorgado por Standard and Poor's, de Baa3/estable otorgado por Moody's y de BBB, perspectiva negativo otorgado por Fitch.

Desde 1996 SK Energy ha mantenido una participación activa en la exploración y producción de crudo y gas en Perú y actualmente mantiene un interés en cuatro (04) campos de exploración y producción.

**Repsol YPF.** Es la quinta empresa más grande de Europa en términos de reservas y producción de petróleo y una de las diez compañías más grandes de petróleo en el mundo, y la empresa privada más grande de energía en Latinoamérica.

Los negocios de Repsol YPF se desarrollan en cuatro áreas: i) exploración y producción, ii) refino y marketing, iii) química iv) gas natural y electricidad. Repsol YPF mantiene operaciones en más de 30 países, opera cinco refinerías en España y cuatro en Latinoamérica produciendo químicos plásticos y polímeros.

En abril de 2005 Repsol firmó un *joint-venture* con Gas Natural S.A. ("Gas Natural") llamado Repsol Gas Natural LNG, S.L. ("*Stream*"). El propósito de la alianza es desarrollar el negocio de LNG a nivel mundial "*Stream*" se ubica como la tercera empresa en el mundo en términos de ventas después de Kogas y Tokyo Electric.

Actualmente Repsol realiza operaciones en Perú manteniendo una participación del 10% en los lotes 56 y 88. En Enero del 2008 Repsol anunció el descubrimiento de importante cantidad de reservas de gas natural en el Lote 57. Repsol también mantiene una participación de 10% en Transportadora de Gas del Perú S.A. Los ratings de Repsol son de BBB/estable, Baa1/negativa y BBB+/estable otorgado por S&P, Moody's y Fitch, respectivamente.

**Marubeni Corporation.** Fundado en 1858 es una de las empresas de inversiones más grandes en Japón y cuenta con más de 118 centros de operaciones en más de 71 países, participando en las divisiones de energía, químico, infraestructura, plantas, barcos, textiles, entre otros.

Marubeni ha participado en 2 proyectos de LNG: i) El proyecto Qatargas en el medio oriente que abastece de gas natural a las generadoras japonesas y ii) El proyecto Guinea Ecuatorial en el oeste africano dirigido a abastecer de gas natural al mercado británico. Marubeni participa también en actividades de exploración, explotación y producción en las

aguas del Reino Unido en el Mar del Norte, en el golfo de México (USA), Océano Indico y Qatar.

Marubeni cuenta con ratings de BBB/negativo y Baa2/estable en deuda de largo plazo otorgado por Standard and Poor's y Moody's, respectivamente.

## INSTALACIONES PERU LNG

Las instalaciones de PERU LNG comprenden una Planta de licuefacción de gas natural (Planta de LNG), un gaseoducto de 408 Km. de longitud (Gaseoducto), y las instalaciones marítimas que permite el embarque de LNG (Instalaciones Marítimas).

La Planta de LNG se ubica en Pampa Melchorita entre la ciudad de San Vicente de Cañete y Chíncha aproximadamente a 169 Km. al sur de Lima, en un terreno de 521 hectáreas de extensión, denominado Pampa Melchorita. La Planta de LNG tiene una capacidad de procesamiento de 4.45 mmtpa<sup>4</sup> y procesa aproximadamente 620 mmcf<sup>5</sup> y está en capacidad de producir un volumen contratado anual (*Annual Contract Quantity*) de LNG de 4.2 mmtpa. Para la producción de LNG, el gas natural seco es sometido a un proceso de purificación y enfriamiento a -163° Celsius (-261° Fahrenheit). El proceso de enfriamiento transforma el gas natural a estado líquido, reduciendo su volumen 600 veces, reduciendo el volumen del gas natural y convirtiéndolo en un líquido, lo cual facilita su almacenamiento y transporte por barco. La Planta de GNL es autosuficiente en lo que se refiere a generación de energía eléctrica y otros servicios.

El gas natural es suministrado inicialmente por las reservas del Lote 56 y complementariamente de las que procedan del Lote 88, ambas ubicadas en el departamento del Cusco a 431 km al este de Lima.

<sup>4</sup> Million Metric Tonnes per Annum.

Equilibrium considera que el riesgo de suficiencia de Gas Natural se encuentra mitigado por los *Block 56 GSA* y *Block 88 GSA*, así como por las reservas contenidas y evaluadas por Degolyer and MacNaughton.

<sup>5</sup> Million Standard Cubic Feet per Day.



Las Instalaciones Marítimas, comprenden un muelle y plataforma de 1.4 Km. de extensión, un canal de navegación dragado para el ingreso y salida de los buques; remolcadores y un rompeolas de 800 mts. de largo alineado en paralelo a la línea costera.

El ducto tiene una longitud de 408 Km. y 34 pulgadas de diámetro, actualmente en operación, el mismo que conecta la Planta de LNG con el gaseoducto de propiedad de TGP (que empieza en la planta de separación de las Malvinas cerca de los campos de Camisea y llega hasta Lima, donde se ubica el City Gate). Así, el Gas Natural proveniente de los lotes 56 y 88 es transportado primero a través de un tramo del gaseoducto de TGP (el que va desde Malvinas hasta el Km 211 del referido sistema de transporte) y luego a través del Gaseoducto de PERU LNG hasta la Planta (408 Km.).

### Marco Regulatorio

Las actividades de hidrocarburos se encuentran reguladas por un conjunto de normas del sector, siendo las principales el Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos<sup>6</sup> y la Ley de Promoción de la Inversión en Plantas de Procesamiento de Gas Natural<sup>7</sup> y su reglamento, en los que se establecen derechos, obligaciones y garantías, a los que se encuentran sujetos las empresas que se dedican a la exploración y explotación, transporte y procesamiento de hidrocarburos, entre otros.

### Contrato con el Estado Peruano

El *Investment Agreement* es un contrato suscrito el 12 de enero del 2006 entre PERU LNG y el Estado Peruano. En virtud de las disposiciones contenidas en la Ley de Promoción de Inversión en Plantas de Procesamiento de Gas Natural y su reglamento, el Estado Peruano celebró con PERU LNG un Convenio de Inversión con rango de Contrato Ley que prohíbe al gobierno peruano

<sup>6</sup> Decreto Supremo N° 042-2005-EM.

<sup>7</sup> Ley N° 28176.

modificar o enmendar los términos del mismo de manera unilateral.

El convenio tiene una vigencia de 40 años, permitiendo a PERU LNG i) instalar, poseer y operar una planta de licuefacción de gas natural incluyendo un gaseoducto, y poseer y exportar los productos de LNG, y ii) otorgar a los Shareholders ciertas garantías de estabilidad tributaria, la libre disposición de las divisas generadas por las exportaciones a lo largo de la vigencia del convenio, entre otros.

El Banco Central de Reserva del Perú participa en el *Investment Agreement* para otorgar a PERU LNG estabilidad en el régimen de tipo de cambio y para asegurar a PERU LNG la libre posición uso y disposición tanto interna como externa de divisas así como la libertad de intercambiar divisas locales con divisas extranjeras en libre mercado.

El referido convenio fue modificado en el 2010 para incluir como parte del mismo el Acuerdo para el Incremento y Uso de la Capacidad de Transporte del Ducto principal suscrito entre PERU LNG y Transportadora de Gas del Perú S.A.

**LNG Sale and Purchase Agreement (SPA).** contrato suscrito el 29 de julio de 2005 entre Repsol Comercializadora de Gas S.A. (Repsol CG) y PERU LNG y modificado el 1 de Abril del 2011, mediante el cual Repsol CG está obligada a adquirir bajo la modalidad "take or pay" la cantidad de 4.2 mmtpa de LNG a ser producido en la Planta durante los próximos 18 años, que podrá ser extendido hasta por tres años.

**Short Term Agreement.** En Octubre de 2010, PERU LNG suscribió un contrato de corto plazo con Repsol Comercializadora de Gas S.A., según el cual el GNL enviado a destinos cuyos precios de GNL no se indexan a marcadores Henry Hub será vendido por la compañía al precio de compra de gas más US\$ 2.40 por MMBtu. Dicho contrato expiró el 31 de marzo de 2011.

**Amended and Restated LNG Sale and Purchase Agreement.** El 01 de abril del 2011, PERU LNG Y Repsol Comercializadora de Gas S.A. suscribieron una adenda permanente. Bajo este documento el precio de venta de GNL y el precio de compra de gas natural se indexarán al mismo marcador según el destino al cual sea enviado el GNL, eliminando de manera permanente la posibilidad de un descalce de precios.

### Otros Contratos

PERU LNG ha suscrito con las empresas titulares del *Upstream* los siguientes contratos de suministros denominados el Block 56 Gas Supply Agreement (Block 56 GSA), y el Block 88 Gas Supply Agreement (Block 88 GSA) ambos por un plazo de 18 años. De acuerdo con los Contratos de Suministro

de Gas, las reservas del Lote 56 son exclusivas del Proyecto y han sido comprometidas para el mismo, mientras que el gas natural del Lote 88 tiene un límite de 2.5 Tcf. El gas natural de los lotes 56 y 88 comprometido a PERU LNG bajo los Contratos de Suministros de Gas representan en conjunto 4.2 Tcf.

Adicionalmente se han suscrito otros contratos como el *Gas Transportation Agreement (GTA)* y el *Operator Services Agreement (OSA)*.

### Competitividad del Proyecto operado por PERU LNG

Los principales mercados objetivos de Repsol CG son los mercados primarios de la costa occidental de México y de la costa sur-oeste de Estados Unidos de América. Adicionalmente los recientes desarrollos en los mercados globales de LNG en Europa, Centroamérica el Lejano Oriente han generado oportunidades de venta hacia estos mercados favorecido por el mayor tamaño de la flota de LNG que ha permitido el incremento en el comercio "spot" de LNG hacia estos mercados más distantes. La expansión proyectada del Canal de Panamá que está prevista para el 2014 - 2015 permitirá que el LNG tenga un acceso más competitivo a los mercados ubicados en la Cuenca del Atlántico.

El proyecto de PERU LNG dada su ubicación geográfica se convierte el que tiene más ventajas competitivas respecto a los potenciales proveedores de los mercados de la planta de regasificación de la Comisión Federal de Electricidad de México Manzanillo y el Proyecto Energía Costa Azul en Baja California debido a que la distancia de los embarques a los que sería su mercado natural son entre 25% y 36% en comparación de los proyectos ubicados en Medio Oriente.

No obstante las distancias señaladas, PERU LNG continúa siendo una fuente atractiva de suministro para los mercados asiáticos, particularmente Japón, Tailandia y Corea del Sur. Japón que es el principal consumidor global de LNG que está presionando fuertemente la demanda de gas debido al cierre de algunas plantas nucleares y China dada la energía que necesita para sostener sus niveles de crecimiento.

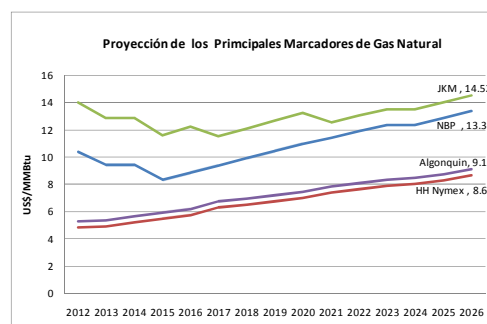
### Precios de Gas Natural

La exportación de LNG se efectúa en contexto en el que el precio internacional de gas natural (HH) presenta una caída en su cotización. Así la cotización promedio en el 2009 experimenta un retroceso respecto al año 2008 al pasar de 9.12 US\$/MMbtu a 4.06 US\$/MMbtu producto de la recesión económica en EEUU, la reducción de la demanda, así como los altos niveles de producción y de almacenamiento de gas natural durante el 2009.

En el 2010 el Henry Hub (HH) cotizó 3.58 US\$/MMbtu, encontrándose muy por debajo de

otros indicadores como el Japan Korea Marker (JKM) cuya cotización promedio fue de 8.35US\$/MMbtu. Hay que precisar los indicadores de los mercados asiáticos han sido más altos que el HH y más estables.

Gas Strategies ha reajustado sus proyecciones de precios del gas natural en los distintos mercados en función a los cambios del PBI mundial, así como la oferta y demanda de gas natural. A continuación se presenta la tendencia de los principales marcadores



En el reporte de mayo de 2011 la consultora considera que la región Asia - Pacifico proyecta mayor dinamismo y China e India siguen siendo países donde el crecimiento se concentraría en el largo plazo. En el corto y mediano plazo se espera que Japón, Korea y Taiwan aumente su demanda, particularmente Japón debido a que el último sismo redujo su desarrollo nuclear, fortaleciendo el gas natural como sustituto.

Reportes especializados señalan que la tendencia descendente del HH se mantendrá frente a la posibilidad cada vez más cercana de explotación comercial del shale gas o gas de esquisto.

### Terminación Definitiva de la Etapa de Construcción

#### Garantía Post Construcción

El *Completion Guaranty* es una Garantía de Terminación que se encuentra vigente mediante el cual los Sponsors del Proyecto de acuerdo con su participación, pagaran el servicio de deuda y cualquier otro pago referido a la deuda Senior que no haya sido pagada por PERU LNG en proporción a su participación. Esta garantía se activa en caso se produzca la aceleración de la Deuda Preferente por la ocurrencia de algún (i) evento de incumplimiento o (ii) no se obtenga el *Project Completion Date* antes del 22 de abril de 2013.

Las obligaciones de los Sponsors bajo la Garantía de Terminación cesarán en cuanto ocurra: i) El *Project Completion Date* o el ii) pago total de la Deuda Preferente.

El *Project Completion Date* será emitido por el *Intercreditor Agent* (Société Générale) en representación de los Acreedores Preferentes después de que se cumpla las condiciones previstas en el CTA<sup>8</sup>, protegiendo de esta forma los intereses de los Senior Lenders.

Equilibrium considera que esta garantía protege adecuadamente los intereses de los Deudores Preferentes (incluyendo a los Bonistas) en razón a que las diversas empresas que han participado en el proceso de construcción tienen que obtener por parte de PERU LNG diversos certificados que garantizan la fiabilidad operativa de las instalaciones de acuerdo al diseño técnico.

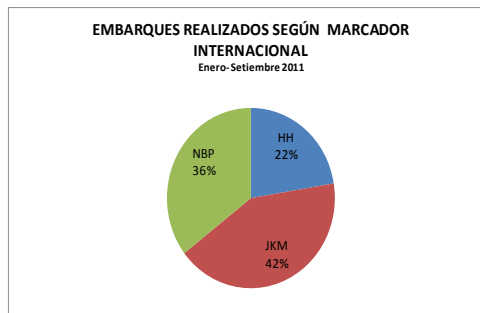
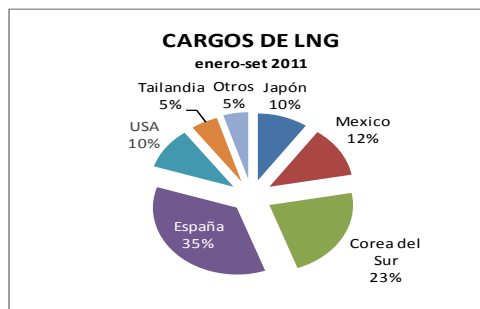
### Operaciones

PERU LNG en el período contractual octubre-diciembre de 2010 entregó 48,034,685 MMBTU, de los cuales el 53% se destino a mercados cuyos marcadores es HH, 15% NBP, 24% JKM y 8% a otros mercados. Estas entregas se hicieron considerando la adenda suscrita que estuvo vigente hasta marzo del 2011. A setiembre de 2011 las entregas de LNG se destinaron principalmente a mercados como Corea del Sur, Tailandia y Japón (42%) cuyo marcador JKM en promedio fue de 11.97 US\$ MMBTU. El 35% tuvo como destino final España con una participación de 35% y una cotización de 9.04 y Estados Unidos y Mexico se destino el 22% con una cotización de 4.12. MMBTU. El número de cargas efectuadas al 30 de setiembre fue de 50 envíos según el programa anual.

El destino de gas natural hacia estos mercados son efectuados directamente por Repsol Comercializadora de Gas quien es responsable de la compra transporte y comercialización de 4.2 mmTpa de LNG producido en la Planta de LNG el contrato de compraventa de LNG permite que el comprador entregue el LNG al destino que elija.

<sup>8</sup> Será el primer día que se cumplan de las siguientes condiciones:

- Cuando PERU LNG otorgue el Certificado de Aceptación de las Obras de la Planta de LNG (Facility Acceptance certificate).
- Cuando PERU LNG otorgue el Certificado de Aceptación de las Obras de las Instalaciones Marítimas.
- Cuando PERU LNG otorgue el Certificado de Aceptación (Mechanical Completion) de las Obras del Ducto.
- Cuando los Planes de negocios y Operación sean aceptables para el Consultor Técnico.
- Cuando cada uno de los consultores independientes de los Acreedores preferentes emita su reporte final en forma razonable a satisfacción de los Acreedores Preferentes, etc.



### Suministro de Gas Natural.

El Gas natural para el Proyecto será obtenido del Lote 56 y Lote 88 de los yacimientos de Gas de Camisea de acuerdo con los contratos *Block 56 GSA* y *Block 88 GSA*.

El *Block 56 GSA*, establece que el gas natural se destinará prioritariamente a PERU LNG, y ninguno de los participantes en la explotación<sup>9</sup> podrá contratar el suministro de gas a otra empresa diferente de PERU LNG. Este contrato tiene una vigencia inicial de 18 años, el cual podrá ser extendido automáticamente hasta por un plazo de 24 meses adicionales. El volumen anual contratado a ser suministrado por el Upstream será de 244,550,000 MMBtu<sup>10</sup> (equivalentes a 620 Mmcf<sup>11</sup>).

En el caso del *Block 88 GSA* (cuyos miembros del consorcio son los mismos que los del Lote 56) el contrato establece que PERU LNG dispondrá del gas natural proveniente del Lote 88 de manera complementaria al gas suministrado por el Lote 56, siempre que se encuentre garantizada previamente la demanda local de acuerdo al plan referencial 2005-2014. Dicha demanda local según el artículo 5.11 del Contrato de Licencia de Explotación de Hidrocarburos del Block 88 modificado el 20 de enero de 2006<sup>12</sup>, será establecido en el "Plan

<sup>9</sup> Hunt Oil Company of Perú L.L.C, SK Corporation, Plus Petrol Perú Corporation, S.A., Tecpetrol del Peru SAC y Sonatrach Peru Corporation.

<sup>10</sup> Millón de BTU (Unidades Térmicas Inglesas).

<sup>11</sup> Millón de Pies cúbicos Estándar por Día.

<sup>12</sup> La modificación del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88 se suscribió el 20 de enero de 2006. El artículo 3.2 que modifica el 5.11 señala: "Las empresas que conforman el Contratista tendrán libre disponibilidad de los Hidrocarburos que les

Referencial de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas”, vigente a la fecha de suscripción del contrato de compra venta de gas natural para exportación”. El documento emitido por el MEM vigente a la fecha de suscripción del contrato de compra venta de gas natural es el Plan Referencial de Hidrocarburos 2005-2014 que establece que para el escenario térmico la demanda local (Demanda Interna) de gas natural del Lote 88 es 3.97TPC.

Las reservas del Lote 56 y 88 han sido evaluadas por DeGolyer and MacNaughton una de las cuatro empresas especializadas (*Independent Petroleum Engineer*) que podría emitir el Certificado de Reservas de acuerdo a lo establecido en el “Gas Sales Agreement”. El informe emitido en julio de 2009 concluye que las reservas probadas<sup>13</sup> de los Lotes 56 y 88 serían de 11.625 TFC. Una actualización del mismo a julio de 2010 confirmó que las reservas por 10.994 TFC. La disminución se explica por la explotación que se viene haciendo de los yacimientos gasíferos según lo señalado por la empresa.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS PROBADAS SEGUN INFORME DE DEGOLYER & MACNAUGHTON (MMcf)				
LOTES	Ene-07	Ene-08	Jul-09	Jul-10
LOTE 56	1.45	2.339	2.762	2.438
LOTE 88	6.37	6.449	8.863	8.556
<b>TOTAL</b>	<b>7.82</b>	<b>8.788</b>	<b>11.625</b>	<b>10.994</b>

*DeGolyer and MacNaughton Appraisal Report 2007, 2008, 2009 y 2010.*

Teniendo en consideración que la exportación requiere 4.2 TPC de gas natural para los próximos 18 años y que la empresa especializada Degolyer and MacNaughton ha determinado que las reservas probadas del Lote 56 son de 2.762 TPC (considerando que se tiene el compromiso de devolución por parte del Consorcio de 0.324TPC, debido a que ha venido extrayendo gas del lote 56 y reinyectándolo al Lote 88), quedaría una diferencia que sería suministrado por el Lote 88, cuyas reservas (según el mismo informe) permitiría atender

correspondan conforme el Contrato. El Contratista tiene el Derecho de exportar los Hidrocarburos producidos en el área del contrato y la obligación de abastecer la demanda de Gas Natural del mercado interno, conforme las normas legales vigentes. La exportación de Gas Natural producido en el área del contrato se podrá realizar siempre que el abastecimiento del mercado interno para los siguientes veinte (20) años se encuentre garantizado, de acuerdo a los pronósticos de demanda de Gas Natural, así como con los niveles de reservas probadas de Gas Natural del país, publicados en el “Plan Referencial de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas”, vigente a la fecha de suscripción del Contrato de Compra Venta de Gas Natural Para Exportación”.

<sup>13</sup> Las Reservas Probadadas se atribuyen a reservorios conocidos y son cantidades estimadas que pueden, con razonable certeza, ser recuperadas bajo las condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales vigentes. Las condiciones económicas vigentes incluyen precios y costos prevaletientes a la fecha del estimado. Las Reservas Probables son las reservas estimadas a una fecha específica, para lo cual el análisis de los datos de ingeniería y geología indican que podrían ser económicamente recuperables de acumulaciones conocidas con un grado de probabilidad tal que sugiere su existencia pero no lo suficiente para ser clasificada como probada. En este contexto, cuando los métodos probabilísticos son usados, se debe obtener un nivel de confianza de por lo menos 50% para la suma de reservas probadas y probables.

complementariamente el saldo de exportación pendiente después de cubrir la demanda interna según el Plan Referencial de Hidrocarburos 2005-2014. Adicionalmente, al informe elaborado por DeGolyer and MacNaughton, el Ministerio de Energía y Minas ha publicado las reservas oficiales de los Lotes 56 y 88, los cuales confirman la suficiencia de suministro de gas natural para el Proyecto de exportación considerando el Plan Referencial de Hidrocarburos 2005-2014. A continuación se presenta un cuadro comparativo de las Reservas Probadadas de los Lotes 56 y 88.

RESERVAS DE GAS NATURAL (TCF)				
	DeGolyer (1)		MEM (2)	
	Reservas Probadadas	Reservas Probadadas + Probables	Reservas Probadadas	Reservas Probables
LOTE 56	2.438	2.522	2.349	1.1231
LOTE 88	8.556	9.729	8.592	3.532
<b>TOTAL</b>	<b>10.994</b>	<b>12.251</b>	<b>10.941</b>	<b>4.6551</b>

(1) DeGolyer and MacNaughton Appraisal Report Julio 1, 2010  
(2) Ministerio de Energía y Minas -DGH. Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos 2010

### Contrato Take or Pay.

Repsol Comercializadora de Gas ha suscrito con PERU LNG un contrato de abastecimiento de LNG de tomar o pagar la cantidad acordada en el contrato Sales and Purchase Agreement (SPA). Bajo este contrato Repsol se obliga a adquirir y/o pagar el 100% de la cantidad anual de 218,000,000 MMBtus (equivalentes a 4.2 MTPA<sup>14</sup> ó 0.2 TPCs) por año que es equivalente a la producción total anual de LNG.

El Contrato SPA firmado en el año 2005 y ajustado en el 2011 establece que el precio de LNG se determina en base a los mercados de destino, tanto como para HH, como para otros índices. Adicionalmente se establece un mecanismo de precio mínimo por el que Repsol CG realizará un pago trimestral a PERU LNG hasta alcanzar los US\$60 millones, siempre que el precio promedio ponderado de LNG en cualquier trimestre sea menor a US\$2.25 por millón de BTU. El mecanismo de precio mínimo permitiría a PERU LNG generar ingresos para afrontar los gastos operativos.

Bajo el SPA, Repsol CG se compromete a emitir una garantía de la empresa matriz, Repsol YPF hasta por US\$600 millones. Asimismo PERU LNG emitirá una *letter of credit* por US\$100 millones a favor de Repsol CG. Ambos garantías procuran el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el SPA.

No obstante que el contrato SPA tiene mecanismos que mitigan el riesgo de demanda, la solidez y solvencia del accionista de Repsol CG (Repsol YPF) ha sido relevante, ya que la matriz mantiene clasificaciones de riesgo otorgada de BBB/estable, Baa1/estable y BBB+/estable otorgado por S&P, Moody's y Fitch, respectivamente.

<sup>14</sup> Metric tons of LNG per annum.

También hay que señalar que Repsol YPF S.A., a través de su subsidiaria participa también como socio de PERU LNG, por lo que mantiene incentivos para cumplir sus obligaciones y compromisos asumidos por el SPA.

No obstante lo señalado, considerando los recientes desarrollos en los mercados globales de LNG en Asia y Europa. Así como el dinamismo de la demanda impulsado por las obligaciones medioambientales, presionaron al alza los precios de LNG de estos mercados, ofreciendo oportunidades de negocio atractivas para Repsol CG, quien se vio incentivado a comercializar LNG a precios superiores que los cotizaban su mercado natural que son los que se encuentran en la costa occidental de México y la costa sur este de los Estados Unidos cuyo marcador es el HH, el cual en el 2010 experimentó una fuerte caída en su cotización. Frente a este escenario el contrato *Take or Pay* que establecía que el precio de venta de GNL estaba indexado a HH mientras que los contratos de suministro de gas natural establecía que el precio de compra de gas natural se determinaban en función al destino al cual el cargo de GNL era enviado, originó un diferencia negativa de precios entre el costo de gas comprado y de GNL vendido en los casos en los que el mercado de destino fuera distinto de HH. Para superar este desfase el 20 de octubre de 2010 los socios de PERU LNG dieron una solución temporal y suscribieron una adenda al LNG Sales Purchases Agreement suscrito con Repsol Comercializadora de Gas, cuya vigencia venció el 31 de marzo de 2011. Entre otros aspectos la adenda establecía que la venta de GNL a REPSOL para embarques a un destino HH sería precio original del SPA, y el precio para otros destinos sería US\$2.40 MMBtu adicionales al costo del gas.

Con fecha 01 de abril de 2011 PERU LNG suscribió una adenda permanente al contrato Sales Purchases Agreement en el cual el precio de venta de GNL y el precio de compra de gas natural se indexarán al mismo marcador según el destino al cual sea enviado el GNL eliminando de manera permanente la posibilidad de un descalce de precios. La adenda también contiene los cambios de ciertas cláusulas para mantener las condiciones señaladas y otras modificaciones menores tales como condiciones de envío, volúmenes mínimos de carga a Manzanillo Garantizados, entre otros.

#### Terminal de Manzanillo.

El 18 de setiembre de 2007 la Comisión Federal de Electricidad (CFE) adjudicó a Repsol Comercializados de Gas S.A., un contrato de suministro de gas por un plazo de 15 años para el suministro de LNG a una planta de regasificación que está siendo construida en el Puerto de Manzanillo en el México.

Los volúmenes comprados a PERU LNG por Repsol serán vendidos principalmente a la CFE. El contrato contempla un incremento en volúmenes durante los primeros años de la puesta en marcha, hasta llegar a entregas estables a partir del año 2014. Durante los primeros años Repsol Comercializadora de Gas vendió los excedentes de LNG a otros mercados alternativos, principalmente Corea del Sur, Japón, Tailandia, España entre otros.

Hay que destacar que el Repsol ocupa una fuerte posición en el mercado de LNG en la Cuenca del Atlántico, incluyendo el mercado español y capacidad de regasificación en Canaport New Brunswick, Canadá con acceso a los mercados principales del noreste de los Estados Unidos lo cual facilita la colocación no suministrada a CFE.

#### Garantía Sobre los Activos de PERU LNG.

PERU LNG ha otorgado las siguientes garantías a favor de los Acreedores Preferentes que tienen por finalidad mitigar los riesgos de incumplimiento o insolvencia de la empresa.

- Garantía mobiliaria sobre activos.
- Garantía mobiliaria sobre inventario.
- Garantía mobiliaria sobre el Ducto.
- Cesión de derechos y Direct Agreements.
- Security and Depositary Agreement.
- Garantía Mobiliaria sobre saldos en cuenta.
- Garantía Mobiliaria sobre las Participaciones de PERU LNG.

#### Estructura Financiera.

El costo total de construcción fue de US\$3,832.6 mm y se financió con recursos de los organismos multilaterales, bonos y recursos aportados por los accionistas. El detalle de fuentes y usos se presenta a continuación

Usos	Sep-11	%
Contratos de Construcción EPC	2,333,912	61%
Costos del Ducto	824,294	22%
Costos de Administración	268,740	7%
Costos operativos	94,809	2%
Costo Financiero	95,527	2%
Intereses y comisiones	112,320	3%
DSRA	102,957	3%
<b>Total Usos</b>	<b>3,832,560</b>	<b>100%</b>
Fuentes	Sep-11	%
US Exim	400,000	10%
SACE	250,000	7%
K-Exim Guaranteed	135,000	4%
IDB A-Loan	400,000	10%
IDB B-Loan	400,000	10%
Local Bond I	200,000	5%
K-Exim Direct	165,000	4%
IFC	300,000	8%
<b>Total Deuda</b>	<b>2,250,000</b>	<b>59%</b>
<b>Patrimonio</b>	<b>1,582,560</b>	<b>41%</b>
<b>Total Fondos</b>	<b>3,832,560</b>	<b>100%</b>

El financiamiento otorgado por los organismos multilaterales y la agencias de exportación se otorgaron bajo el *Common Terms Agreement (CTA)* que suscribieron en junio de 2008 los *Lenders* con PERU LNG.

Los patrocinadores durante la etapa de construcción han realizado los aportes de capital en función a su participación y a los compromisos asumidos, permitiendo que la relación deuda patrimonio no supere el ratio de 60:40 durante la fase de construcción. El capital total aportado al 31 de diciembre de 2010 es de US\$ 1.571 millones, de los cuales US\$1,251 MM corresponden a Avances realizados por la matriz (considerado por deuda subordinada dentro de los acuerdos financieros) y US\$320MM de capital social el cual incorpora el aporte de capital efectuado por capitalización de créditos.

En junio de 2010, PERU LNG suscribió un contrato con el Banco de Crédito y Scotiabank Perú S.A. por una línea de crédito de capital de trabajo por US\$75,000,000 revolvente por dos años de acuerdo a los requerimientos de las operaciones de la compañía. Esta línea de crédito también forma parte del plan de financiamiento incluido en el CTA y está sujeto a las mismas garantías y obligaciones del Contrato.

### Resultados

En el 2010 PERU LNG registró una pérdida operativa de US\$ 22.9 mm debido al desequilibrio entre ingresos y costos que se produjo como consecuencia de que el precio de venta del GNL, determinado en función al HH eran menores que el precio de compra de gas natural el mismo que, se establecía en función al mercado de destino final al cual era enviado el GNL.

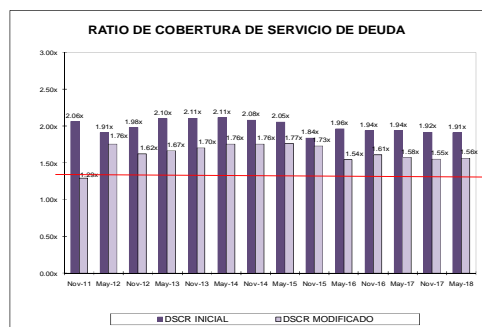
Como consecuencia de la suscripción del *Short Term Agreement* (adenda al *Sales Purchases Agreement*) PERU LNG logra restituir el balance entre ingresos y costos obteniéndose una utilidad bruta a marzo de 2011 de US\$ 2.1 mm. La suscripción de la adenda definitiva al contrato SPA efectuada el 01 de abril de 2011 que estableció un mecanismo de precios en el caso de que el LNG se destine a otros mercados que no tengan como marcador el HH, restituyó el equilibrio de la operación comercial de la empresa obteniendo una utilidad operativa al 30 de setiembre de US\$63 mm, la misma que se ve afectada por los gastos financieros, terminando con una pérdida de US\$7.1 mm. Respecto al año anterior se observa al tercer trimestre que la Empresa registra un restablecimiento gradual de su equilibrio al obtener una pérdida sustancialmente menor que la registrada en el 2010 por US\$65 mm.

### Proyecciones.

Las nuevas proyecciones elaboradas por PERU LNG, elaborada sobre el informe de Gas Strategies incluyen el efecto de la adenda en el cual los ingresos y los costos se encuentran relacionados con los precios de destino final del embarque de GNL. No obstante que con respecto al modelo anterior, las nuevas proyecciones de precios de gas natural y un mayor nivel de gastos operativos conllevan a que PERU LNG mantenga un margen operativo menor al estimado, sin embargo las modificaciones al SPA eliminan la posibilidad del *price mismatch*, otorgando una mayor predictibilidad de los flujos.

Los fondos disponibles para el servicio de deuda (CADS por sus siglas en inglés) que corresponde a la suma del EBITDA más los ingresos financieros, menos los impuestos y los cambios en el capital de trabajo son menores que el modelo original.

De acuerdo a las nuevas proyecciones, el DSCR promedio sería de 1.61 en el período de vigencia de la deuda, alcanzando un mínimo de 1.29 en el primer semestre de 2011. Cabe señalar que la Empresa podrá distribuir dividendos sólo cuando el ratio sea igual o mayor a 1.3.



### Primer Programa de Bonos Corporativos PERU LNG

El programa tiene por denominación: "Primer Programa de Bonos Corporativos de PERU LNG asciende a US\$200 millones.

Características	Primera Emisión	Segunda Emisión	Tercera Emisión	Cuarta Emisión
Monto de la emisión (miles)	10,000	40,000	160,000	160,000
Demanda	32,068	53,722	341,799	33,080
Monto colocado	10,000	30,000	135,325	24,675
Plazo	2.5	5.0	15.0	15.0
Período de Gracia	2.0	2.5	5.0	5.0
Cupón	semestral	Semestral	semestral	semestral
Moneda	US\$	US\$	US\$	US\$
Tasa de interés	3.44%	4.66%	Libor 6M + 3.65625%	7.16%
Moneda Spread	1.39%	1.22%	2.27%	2.27%

Spread versus Bonos Globales peruanos.

A la fecha del presente informe, PERU LNG ha cumplido con el pago de los intereses de las cuatro emisiones.

Cupones	Primera Emisión	Segunda Emisión	Tercera Emisión	Cuarta Emisión
Primer Cupón 15-05-2010	168,055.56	682916.67	2,750,972.6	863,282.29
Segundo Cupón 15-11-2010	175,694.44	713,958.33	2,959,306.6	902,522.40
Tercer Cupón 15-05-2011	172,829.86	702,317.71	2,788,934.9	887,807.36
Cuarto Cupón 15.11-2011	175,694	713,958	2,817,309	902,522

PERU LNG S.R.L.

Balance General

Expresado en miles de dólares de los Estados Unidos de América

	DIC.08		DIC.09		Set .10		DIC.10		SET 11	
<b>ACTIVOS</b>										
<b>Activo Corriente</b>										
Efectivo y equivalentes de efectivo	142,814	6%	241,737	7%	105,913	3%	64,866	2%	74,714	2%
Fondos sujetos a Restricción	-	-	-	-	-	-	136,262	4%	200,248	5%
Cuentas por Cobrar Comerciales	-	-	-	-	18,589	1%	68,857	2%	75,123	2%
Otras Cuentas por Cobrar	82,295	3%	58,238	2%	66,169	2%	70,474	2%	23,116	1%
Existencias	-	-	-	-	30,513	1%	38,847	1%	31,285	1%
Gastos contratados por anticipado	20,997	1%	19,991	-	9,047	0%	23,345	1%	12,566	0%
<b>Total Activo Corriente</b>	<b>246,106</b>	<b>10%</b>	<b>319,966</b>	<b>9%</b>	<b>230,231</b>	<b>6%</b>	<b>402,651</b>	<b>11%</b>	<b>417,052</b>	<b>11%</b>
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por Instrumentos Financieros	-	-	90,842	3%	-	-	21,957	1%	-	0%
Inmuebles maquinarias y equipo, neto	2,021,128	83%	3,068,442	88%	3,297,692	91%	3,237,226	86%	3,113,606	85%
Otras cuentas por cobrar	17,477	1%	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por imppto a la renta y part de los trabaj.	23,424	1%	12,212	0%	100,161	3%	77,710	2%	115,048	3%
Otros activos	126,431	5%	-	-	-	-	3,194.00	0.00	3,939	-
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>2,434,566</b>	<b>100%</b>	<b>3,491,462</b>	<b>100%</b>	<b>3,628,084</b>	<b>100%</b>	<b>3,742,738</b>	<b>100%</b>	<b>3,649,645</b>	<b>100%</b>
<b>PASIVOS</b>										
Cuentas por pagar comerciales	146,372	6%	87,306	3%	128,414	4%	114,076	3%	68,578	2%
Otras cuentas por pagar	29,252	1%	7,659	0%	17,073	0%	12,122	0%	37,430	1%
Obligaciones financieras	3,095	0%	17,104	0%	82,531	2%	209,817	6%	174,712	5%
<b>Total Pasivo Corriente</b>	<b>178,719</b>	<b>7%</b>	<b>112,069</b>	<b>3%</b>	<b>228,018</b>	<b>6%</b>	<b>336,015</b>	<b>9%</b>	<b>280,720</b>	<b>8%</b>
Obligaciones financieras	739,959	30%	1,842,810	53%	2,072,442	57%	2,025,644	54%	2,077,287	57%
Cuentas por pagara a partes relacionadas	1,351,335	56%	1,351,335	39%	1,251,335	34%	1,251,335	33%	1,251,335	34%
<b>Total Pasivo</b>	<b>2,270,013</b>	<b>93%</b>	<b>3,306,214</b>	<b>95%</b>	<b>3,551,795</b>	<b>98%</b>	<b>3,612,994</b>	<b>97%</b>	<b>3,609,342</b>	<b>99%</b>
Capital social	220,100	9%	220,100	6%	320,100	9%	320,100	9%	320,100	9%
Resultados no realizados	-14,229	-1%	51,617	1%	-75,080	-2%	-8,928	0%	-90,642	-2%
Resultados acumulados	-41,318	-2%	-86,469	-2%	-168,731	-5%	-181,428	-5%	-189,155	-5%
<b>Total Patrimonio</b>	<b>164,553</b>	<b>7%</b>	<b>185,248</b>	<b>5%</b>	<b>76,289</b>	<b>2%</b>	<b>129,744</b>	<b>3%</b>	<b>40,303</b>	<b>1%</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>2,434,566</b>	<b>100%</b>	<b>3,491,462</b>	<b>100%</b>	<b>3,628,084</b>	<b>100%</b>	<b>3,742,738</b>	<b>100%</b>	<b>3,649,645</b>	<b>100%</b>

PERU LNG S.R.L.

Estado de Ganancias y Pérdidas

Expresado en miles de dólares de los Estados Unidos de América

	DIC.08	DIC.09	Set .10	%	DIC.10	%	SET. 11	%
Ingresos	-	-	105.072	100%	288.213	100%	904.856	100%
Costo de venta	-	-	-148.495	-141%	-305.113	-106%	-799.473	-88%
<b>Utilidad Bruta</b>			<b>-43.423</b>	<b>-41%</b>	<b>-16.900</b>	<b>-6%</b>	<b>105.383</b>	<b>12%</b>
Gastos de ventas	-	-	-5.176	12%	-9.490	-3%	-14.050	-2%
Gastos de Administración	-28.621	-58.911	-49.778	962%	-62.111	-22%	-20.229	-2%
Otros ingresos / gastos netos	-173	-181	-	-	-	0%	-7.952	-1%
<b>Pérdida Operativa</b>			<b>-98.377</b>	<b>-94%</b>	<b>-88.501</b>	<b>-31%</b>	<b>63.152</b>	<b>7%</b>
Ingresos financieros	6.996	861	1.455	1%	2.153	1%	8.050	1%
Gastos financieros	-8.002	-3.809	-18.990	-18%	-48.162	-17%	-81.254	-9%
<b>Pérdida antes de impuesto a la renta</b>	<b>-29.800</b>	<b>-62.040</b>	<b>-115.912</b>	<b>-110%</b>	<b>-134.510</b>	<b>-47%</b>	<b>-10.052</b>	<b>-1%</b>
Impuesto a la Renta corriente	-904	-119	-	-	-	0%	-	0%
Impuesto a la renta diferido	9.422	17.008	33.650	32%	39.551	14%	2.325	0%
<b>Pérdida neta del año</b>	<b>-21.282</b>	<b>-45.151</b>	<b>-82.262</b>	<b>-78%</b>	<b>-94.959</b>	<b>-33%</b>	<b>-7.727</b>	<b>-1%</b>

No se consignan ingresos en el 2007, 2008 y 2009 por encontrarse en etapa de construcción