

**PERU LNG S.R.L**

**Informe con EEFF<sup>1</sup> al 30 de junio 2017**  
Periodicidad de actualización: Semestral

**Fecha de comité: 30 de noviembre de 2017**  
Sector Hidrocarburos, Perú

**Equipo de Análisis**

Rocío Zeballos A. <a href="mailto:rzeballos@ratingspcr.com">rzeballos@ratingspcr.com</a>	Adrian Coello M. <a href="mailto:acoello@ratingspcr.com">acoello@ratingspcr.com</a>	Emma Álvarez G. <a href="mailto:ealvarez@ratingspcr.com">ealvarez@ratingspcr.com</a>	(511) 208.2530
---	--	---	----------------

**HISTORIAL DE CALIFICACIONES**

Fecha de información	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	jun-17
Fecha de comité	30/05/2012	29/05/2013	28/05/2014	28/05/2015	25/05/2016	30/05/2016	30/11/2017
Bonos Corporativos	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAA+	PEAA	PEAA	PEAA
Perspectivas	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable

**Significado de la clasificación**

*PEAA: Emisiones con alta calidad crediticia. Los factores de protección son fuertes. El riesgo es modesto, pudiendo variar en forma ocasional por las condiciones económicas.*

*Estas categorizaciones podrán ser complementadas si correspondiese, mediante los signos +/- mejorando o desmejorando respectivamente la clasificación alcanzada entre las categorías PEAA y PEAB.*

*“La clasificación de riesgo del valor constituye únicamente una opinión profesional sobre la calidad crediticia del valor y/o de su emisor respecto al pago de la obligación representada por dicho valor. La clasificación otorgada o emitida por PCR no constituye una recomendación para comprar, vender o mantener el valor y puede estar sujeta a actualización en cualquier momento. Asimismo, la presente clasificación de riesgo es independiente y no ha sido influenciada por otras actividades de la Clasificadora. El presente informe se encuentra publicado en la página web de PCR (<http://www.ratingspcr.com/informes-peruacute.html>), donde se puede consultar adicionalmente documentos como el código de conducta, la metodología de clasificación respectiva y las clasificaciones vigentes.”*

**Racionalidad**

En comité de clasificación de riesgo, PCR decidió ratificar la clasificación del Primer Programa de Bonos Corporativos de Perú LNG S.R.L. de “PEAA”. La decisión se sustenta en el proceso de diversificación del destino de ventas lo cual es asociado a un mayor marcador y mejores procesos operativos, que permitió la recuperación de los indicadores de rentabilidad. Asimismo, se toma en cuenta el compromiso de los sponsors. Finalmente, la decisión se encuentra limitada por la baja cobertura del servicio de deuda y por su exposición a la volatilidad de los precios internacionales.

**Perspectiva u observación**

Estable

**Resumen Ejecutivo**

- **Redireccionamiento del destino de las ventas así como de marcador de mayor nivel.** Durante el primer semestre del 2017, España se posicionó como su principal destino de exportaciones (62.5% del total de las ventas) en donde se provee de gas con un marcador de mayor nivel (NBP: 67.59% del total de las ventas).
- **Mejora en los niveles de rentabilidad con ROE y ROA anualizados positivos.** El incremento de los ingresos por efecto precio y cantidad, se vieron incrementados en 100.6% respecto al cierre de junio del año pasado. Esto permitió que, aunado a una eficiencia en costos y gastos operativos, vieran reducida la pérdida neta respecto al cierre del año anterior. Dado los resultados positivos durante el segundo semestre del 2016, generó que se reviertan los indicadores de rentabilidad, logrando que el ROA y ROE analizadas ascendieran a 0.4% y 0.8% respectivamente.
- **Mejora en la cobertura de servicio de deuda, el cual aún se mantiene por debajo unidad y dependiente del soporte de los Sponsors.** Durante el primer semestre del 2017 el indicador de RCSD<sup>2</sup> ascendió a 0.93 veces y a pesar de ser mayor al 0.53v registrado en el periodo anterior, sigue estando por debajo de la unidad. Al respecto, la empresa mantiene reservas en el activo corriente, destinadas al pago del servicio de la deuda, asimismo, se debe considerar el incremento del *Quarterly*

<sup>1</sup> EEFF Auditados

<sup>2</sup> Ratio de Cobertura de Servicio de Deuda.

*Payment* a US\$ 110.00MM de SITME. Cabe señalar, que a fin de mitigar el riesgo precio a largo plazo, la compañía se encuentra en negociaciones con SITME para revisar los términos del contrato compra-venta, lo que se espera se concrete en el mediano plazo. Mientras esto se cristalice y en caso no se alcancen las cifras proyectadas, la compañía podría seguir requiriendo el apoyo de los *Sponsors* para potenciales déficits de efectivo.

- **Los bonos emitidos y la deuda senior cuentan con un historial de pagos puntual, así como una posición de resguardos razonable.** El pasivo total desde que la empresa inició operaciones en el 2010, se ha reducido en más del 50% tanto por capitalización de la deuda subordinada con sus accionistas realizada en diciembre 2012 por US\$ 1,251.34MM, como por las amortizaciones de la deuda financiera (43.5% ya se ha amortizado a la deuda senior y 40.0% en el caso de los bonos). Asimismo, se cuenta con diversas garantías, como contrato de prenda sobre el patrimonio de la compañía, hipoteca y garantía mobiliaria sobre la unidad de producción y sus activos, así como garantía mobiliaria sobre las acciones de los socios; los que en un eventual caso de default, permitirían a los acreedores, traspasar de manera rápida el proyecto a cualquier tercero interesado en continuarlo, ya sea mediante la transferencia de participaciones sociales o de las acciones representativas del capital social de sus accionistas.
- **Mejora de las perspectivas del sector hidrocarburos.** A pesar que la coyuntura del sector hidrocarburos en los últimos años se ha mantenido con escenarios de bajos precios internacionales, el cual afectó el desempeño de las empresas del rubro, este sector se avizora de mejor manera para los siguientes periodos. Es importante mencionar que el sponsor Hunt Oil Company, se vio afectado por este contexto adverso que generó un downgrade en su clasificación (BB+/Negativo y B1/Estable), explicado además por la incertidumbre sobre el reinicio de sus operaciones en Yemen, las cuales se interrumpieron en el 2015. Cabe señalar, que los *Sponsors*<sup>3</sup> son compañías con amplia experiencia en el rubro de hidrocarburos y gas natural a nivel mundial, lo que permite mitigar la presencia de problemas operativos en la producción.

### Metodología utilizada

*La opinión contenida en el informe se ha basado en la aplicación de la "Metodología para Clasificación de Riesgo de Acciones (Perú)" vigente del Manual de Clasificación de Riesgo aprobado en Sesión 04 de Comité de Metodologías con fecha 09 de julio 2016.*

### Información utilizada para la clasificación

- **Información financiera:** Estados Financieros no auditados correspondientes al 30 de junio de 2017.
- **Riesgo Crediticio:** detalle de las cuentas relacionadas en los estados financieros al 30 de junio de 2017.
- **Riesgo de Mercado:** Estados financieros no auditados al 30 de junio de 2017.
- **Riesgo de Liquidez:** Estructura de financiamiento, y seguimiento a indicadores.
- **Riesgo de Solvencia:** Estructura de financiamiento, y seguimiento a indicadores.

### Limitaciones y Limitaciones Potenciales para la clasificación

- **Limitaciones encontradas:** No se encontraron limitaciones en la información remitida.
- **Limitaciones potenciales:** i) Evolución de los precios internacionales por debajo de lo proyectado por la empresa, ii) Demoras en las negociaciones para la mejora de condiciones del contrato de compra-venta con SITME que mitigarían en mayor medida el riesgo precio al que están expuestos.

### Hechos de Importancia

- El 20 de octubre del 2017, se informó el cálculo de la tasa para el décimo séptimo cupón de inicio 15 de noviembre de 2017 y vencimiento 15 de mayo de 2018 para la Tercera Emisión – Serie A del Primer Programa de Bonos Corporativos de la empresa. Libor 6 Meses: 1.61618 % Margen aplicable: 3.65625 % Tasa de Interés: 5.27243%.
- El 07 de junio del 2017, la Junta General de Socios acordó revocar como apoderado al señor Dennis Zanatta. Asimismo, se acordó renovar vigencia como apoderado a la Srta. Úrsula Teresa Calle Bernuy y goce de las facultades correspondientes a los Representantes de la Clase A. Seguido, se designó como apoderado a la Srta. Winnifer Kindlimann Ramos y goce de las facultades correspondientes a los Representantes de la Clase B. Finalmente, acordó cambio de Segundo Suplente de Representante Bursátil del Sr. Dennis Jimmy Zanatta dejando sin efecto el nombramiento, y designar nombramiento a la Srta. Winnifer Kindlimann Ramos. La JGS nombró a la Srta. Cecilia Soledad Cahuayme Zúñiga como apoderado para que pueda suscribir los documentos necesarios para el desarrollo del objeto social de JGS de la empresa.
- El 11 de mayo del 2017, se informó el cálculo de la tasa para el décimo sexto cupón de inicio 15 de mayo de 2017 y vencimiento 15 de noviembre de 2017 para la Tercera Emisión – Serie A del Primer Programa de Bonos Corporativos de la empresa. Libor 6 Meses: 1.43933 % Margen aplicable: 3.65625 % Tasa de Interés: 5.09558%.
- El 30 de marzo del 2017, se informó que los Socios acordaron por unanimidad que no correspondía la aplicación de utilidades ni la distribución de dividendos sobre el ejercicio 2016.

<sup>3</sup> Hunt Oil Company (50%), SK Innovation (20%), Royal Dutch Shell (20%) y Marubeni Corp (10%)

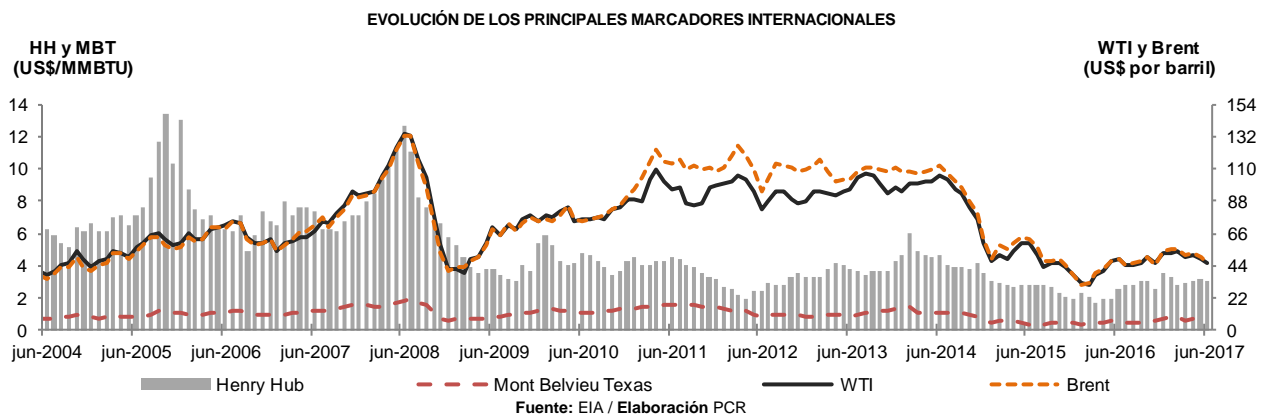
- El 28 de diciembre del 2016, se informó el cambio de Gerente General, con la salida del Sr. Juan Igor Salazar Zanelli, quien estuvo en el cargo del 01.11.11 al 31.12.16 y el ingreso de la Sra. María Julia Aybar Solis desde el 01.01.17
- El 12 de agosto del 2016, se informó que la Asamblea General de Obligacionistas del Primer programa de Bonos Corporativos de la compañía, aprobó la modificación del Prospecto Marco en lo referido a las restricciones y responsabilidades del emisor y al acuerdo de términos comunes. Dicho acto constituiría la tercera modificación al Prospecto Marco.
- El 05 de agosto del 2016, se informó que la Junta General de Socios acordó el incremento del capital social en US\$ 30,000,000 por aporte de los accionistas, manteniendo su porcentaje de participación en la sociedad, siendo el nuevo capital US\$ : 1,461,435,077.
- El 23 de mayo del 2016, se informó que la Junta General de Socios acordó el incremento del capital social en US\$ 30,000,000 por aporte de los accionistas, manteniendo su porcentaje de participación en la sociedad, siendo el nuevo capital US\$ : 1,431,435,077.
- El 29 de abril del 2016, se informó que la Asamblea General de Obligacionistas del Primer Programa de Bonos Corporativos de la compañía, no aprobó la modificación propuesta por el emisor sobre modificar el acuerdo de garantía y depositario.

## Contexto Sistema

El contexto actual de sobreproducción mundial de petróleo, y la producción de hidrocarburos mediante mecanismos no convencionales (*shale oil* y *shale gas*), con un deterioro en las expectativas del crecimiento económico mundial, se ha derivado en una continua caída en los precios del petróleo y del gas natural, desde el segundo semestre 2014. Dicha situación ha repercutido negativamente en importantes compañías a nivel local e internacional, asimismo, los flujos de inversiones en el corto/mediano plazo son más prudentes para este sector. Se espera una ligera recuperación de los precios hacia finales del 2017, sin embargo aún ubicándose por debajo de niveles históricos. Se destaca el acuerdo realizado referente al recorte de la producción por parte de la OPEP y otras 11 potencias mundiales, entre ellas Rusia y México, el cual decidieron prolongar hasta marzo de 2018, lo cual reforzaría las expectativas de recuperación de los precios y una mejora para el sector, no obstante, parcialmente mitigado por la mayor producción no convencional de Estados Unidos.

## Precios y márgenes internacionales

Durante los primeros meses del año, los precios del petróleo han experimentado una tendencia alcista a partir de marzo 2016, hasta al cierre de marzo 2017, sin embargo se observa una caída del precio a junio 2017 periodo en el cual la cotización se ubicó en 45.18 USD/bbl, lo cual significó una reducción de 13.07% con relación a diciembre 2016, asimismo se observa una disminución en el precio del crudo WTI respecto al mismo periodo del año anterior (-7.34%). La cotización disminuyó principalmente por los mayores niveles de inventarios de petróleo de EE.UU y la mayor producción de Libia exenta del acuerdo, lo que añade presión a la iniciativa liderada por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y sus aliados, incluida Rusia para acabar con el exceso de oferta en los mercados mundiales. Es de mencionar que la OPEP acordó el 30 de noviembre de 2016 el recorte de su producción en 1,2 millones barriles por día (sobre una oferta global de 96 millones de barriles) para impulsar al alza el precio del petróleo.



En línea con el acuerdo alcanzado, se tienen perspectivas positivas para la evolución de los precios, no obstante, mitigado parcialmente por el incremento de existencias en Estados Unidos, y la activación de 200 pozos de *fracking* en dicho país. Acorde con las proyecciones de EIA (*U.S. Energy Information Administration*), el precio del petróleo crudo Brent sería al alza, situándose al cierre de 2017 en USD 50.79/b, mientras que el precio del crudo WTI al cierre de 2017 se situaría en USD 48.95/b, proyecciones menores a las presentadas en el trimestre anterior. Es de mencionar que el cumplimiento de la

OPEP con el acuerdo cayó en junio 2017 a su nivel mas bajo en 6 meses (78%) frente al 95% del mes de mayo, después que varios miembros bombearán mayor crudo a lo permitido entre las cuales estan la naciones de Argelia, Ecuador, Gabón, Irak, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela quienes contrarrestaron el cumplimiento estricto de Arabia Saudí, Kuwait, Qatar y Angola.

El precio promedio durante los primeros seis meses del 2017 del marcador Henry Hub (HH) ascendió a 3.04 USD/MMBTU, lo que representó un aumento respecto al periodo similar del año anterior (2.07 USD/MMBTU). Si bien en promedio se observó una mejora como consecuencia de la mayor cotización mensual relacionado a las medidas de recorte, que se mantendrán hasta parte del proximo año, a junio 2017 el precio presentó una caída que se mantiene por encima de la cotización de junio 2016 (2.59 USD/MMBTU). Es importante mencionar que el precio del gas natural presentó una disminución debido a la mayor producción a pesar de la mayor demanda de consumo eléctrico.

### Producción de Hidrocarburos

En Perú existen diez empresas en fase de extracción de GN, siendo únicamente la producción del yacimiento de Camisea, la que se comercializa a nivel residencial, comercial e industrial a gran escala. La producción acumulada de Gas Natural a mayo 2017<sup>4</sup> presentó una disminución de 4.29% respecto mayo 2016 dada la menor extracción de Pluspetrol Lote 88 y Lote 56<sup>5</sup>, lo cual mitigó la mayor producción de Repsol Lote 57. Cabe mencionar, que los Lotes 88 y 56 a mayo 2017 representan 48.75% y 34.31%, respectivamente en la producción nacional de GN y son operados por Pluspetrol Perú Corporation S.A.

La producción promedio de Líquidos de Gas Natural (LGN) a mayo 2017, aumentó en 2.21% respecto mayo 2016 por la mayor producción de Lote 57, a pesar de la menor producción presentada en los Lotes 88 y 56 (afectados en el 2016 principalmente de una rotura en el sistema de Transporte de TGP y de un evento de fuerza mayor que afectó a parte del sistema de captación de la producción de los mencionados lotes).

### Proyectos de Inversión

Dentro de los anuncios de proyectos de inversión en el sector de hidrocarburos 2016-2018, se presentaba al proyecto de "Mejoras a la seguridad energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano" el cual se encontraba bajo el cargo de la concesionaria Gasoducto Sur Peruano S.A. (Enagas y Odebrecht). El mencionado proyecto a pesar de haber registrado un avance general de 37.60% a enero 2017, se paralizó debido a la incapacidad del consorcio de presentar el cierre financiero que garantiza la solvencia para la ejecución del proyecto. Producto del término de la concesión, el Estado peruano adjudicará el Gasoducto Sur a un nuevo concesionario aproximadamente en el primer semestre del 2018.

Asimismo, se tiene la exploración del Lote 58 realizado por la empresa China National Petroleum Corporation (CNPC) por USD 1,300 MM, así como la sísmica y perforación del Lote 57 a cargo de CNPC y Repsol por USD 1,000 MM que incorpora el proyecto de gas en el campo de Kinteroni, localizado en Cusco. Asimismo, USD 5.600 MM dirigidos a la etapa *midstream* (transporte por ductos y gasoductos virtuales) y USD 6.053 MM al *dowstream* (refinación, distribución y comercialización).

#### PRINCIPALES ANUNCIOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN EL SECTOR HIDROCARBUROS: 2017-2018

Inversionistas	Proyectos
Repsol YPF	Lote 57-Kinteroni
China National Petroleum Corporation	Exploración Lote 58
Calidda Gas Natural del Perú	Masificación de gas
Karoon Gas Natural	Exploración Lote Z-38

Fuente: MINEM, PERUPETRO, OSINERGMIN, BCRP / Elaboración PCR

## Análisis de la institución

### Reseña

Perú LNG (PLNG) se constituyó en marzo del 2003, con la finalidad de desarrollar el proyecto de una Planta de procesamiento de GN para la obtención de LNG y un terminal marítimo en Cañete-Pampa Melchorita, que se dedica a exportación de las reservas principalmente del lote 56 ubicado en la ciudad del Cusco. Dicho proyecto comprendía adicionalmente, la construcción de un ducto de gas, que se conecta con el ya existente de TGP en Chiquintirca – Ayacucho abasteciendo a PLNG. En agosto del 2014, el Lote 56 suscribió un GSA con el Lote 57 por el 100% de sus reservas de gas natural de los yacimientos Kinteroni y Sagari, mediante el cual se resguardó las reservas de GN liberado del Lote 88 en Agosto 2014. Finalmente, el Lote 88 sólo provee GN a PLNG para el consumo de la Planta (fuel gas).

Los Sponsors del proyecto, inicialmente fueron Hunt Oil Company, SK Innovation Co. Ltd., Repsol S.A. y Marubeni Corporation, quienes en conjunto desarrollaron la fase de construcción y puesta en marcha de la Planta. Sin embargo, en

<sup>4</sup> Ultimo reporte mensual Perupetro.

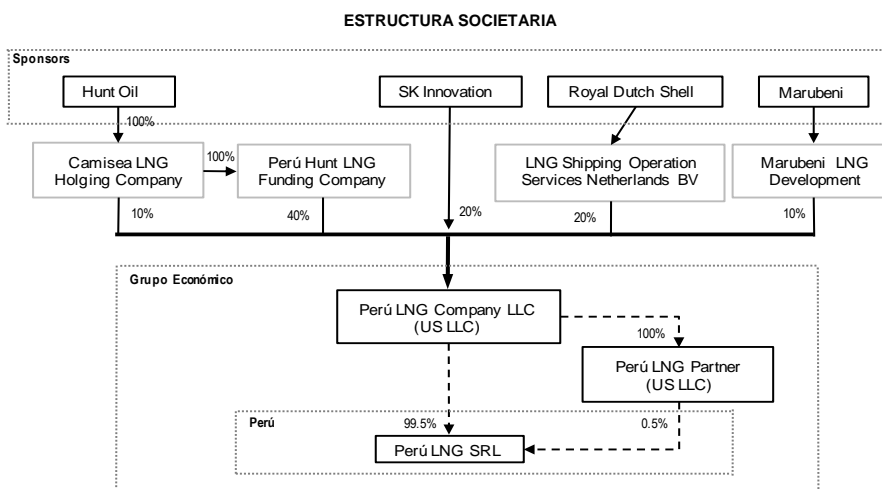
<sup>5</sup> En el 2004 y 2010, se realizó la apertura de producción del Lote 88 y Lote 56, respectivamente.

diciembre del 2013 Repsol vendió su participación a LNG Shipping Operator Services Netherlands del Grupo Royal Dutch Shell.

En cuanto a la producción, esta se inició en junio 2010 y está enmarcada en un contrato de compra-venta a 18 años, bajo la modalidad *Take or Pay* con Shell International Trading Middle East (SITME) el nuevo *offtaker* en reemplazo de Repsol CG. Dicho contrato considera la venta del producto principalmente a México, a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), país que utiliza el marcador internacional HH para definir sus precios.

### Grupo Económico

PLNG tiene como socio principal a PERU LNG COMPANY LLC con una participación del 99.5%, empresa que a su vez está conformada por los Sponsors antes señalados.



Fuente: PERU LNG / Elaboración: PCR

### Accionariado y Plana Gerencial

#### Los Sponsors

SPONSORS		
Empresa	Clasificación	Detalle
<b>Hunt Oil Company (50%)</b>	BB+/Negativo y B1/Estable	Es una de las compañías privadas de Petróleo y Gas más grandes de EEUU, con 50% de participación indirecta en el Proyecto de PLNG. Son subsidiarias de la misma, Camisea LNG (Holding) Company y Peru Hunt LNG Funding Company. Sus operaciones se dan en Estados Unidos, República de Yemen, Rumanía, Kurdistán y Perú. Es parte del Consorcio Productor Camisea (CPC), para la explotación de Gas Natural en los Lotes 56 y 88, con una participación del 25.20%; también participan del consorcio SK Innovation, Tecpetrol, Sonatrach, Pluspetrol Camisea en el Lote 88, Pluspetrol Lote 56, Pluspetrol Perú Corporation y Repsol. Asimismo, tiene una participación del 35% en el Lote 76.
<b>SK Innovation (20%)</b>	Baa2/Positiva y BBB/Estable	Empresa Coreana que forma parte de SK Group, dedicada a la industria energética y química. SK Innovation se dedica a la exploración, refinamiento y comercialización de gas y petróleo, contando con 20% de participación indirecta en PERU LNG. En la actualidad, desarrolla actividades en 20 países como República de Yemen, Costa de Marfil, Egipto, Estados Unidos, Brasil, Australia y Perú. Asimismo, tiene experiencia en proyectos de LNG tales como: Oman LNG, Yemen LNG y Ras Laffan LNG. Actualmente, participa en la exploración y explotación de los lotes 8, 56 y 88 y es socio del CPC en los Lotes 56 y 88, con una participación del 17.60%; asimismo, es socio de TGP donde tiene una participación directa de 11.19%
<b>Royal Dutch Shell (20%)</b>	A/positiva y Aa2/negativa	Es una petrolera Anglo-Holandesa dedicada a la exploración, producción, transporte, refinación, distribución y comercialización de petróleo crudo, gas y derivados. Es propietaria de 25 refinarias y tiene activos de exploración y producción en 37 países del mundo. Ingresó como sponsor en enero 2014, cuando Repsol vendió su participación a LNG Shipping Operator Services Netherlands del Grupo Royal Dutch Shell

<b>Marubeni Corporation (10%)</b>	BBB/Negativo y Baa2/Negativa	Empresa de capital japonés, con más de 120 bases de operaciones en 70 países a nivel mundial. Ha participado en dos proyectos de LNG: Proyecto de Qatargas LNG en el Medio Oriente, y el Proyecto de Guinea Ecuatorial LNG en el Oeste de África. Asimismo, Marubeni se encuentra en etapas de exploración y producción en las aguas norte de Reino Unido, en el Golfo de México, el Océano Índico y en las costas de Qatar.
-----------------------------------	------------------------------	--

Fuente: Perú LNG / Elaboración: PCR

### La Administración

La administración ejecutiva de PLNG está dirigida por Stephen Gerald Suellentrop, quien es el Presidente de PERU LNG, y a su vez Gerente General de PERU LNG COMPANY LLC y PERU LNG PARTNER COMPANY LLC.

PLANA GERENCIAL DEL PROYECTO DE PLNG A JUNIO 2017 <sup>6</sup>	
Plana Gerencial	Cargo
Steve Suellentrop	Presidente
Dennis Grindinger	Vice Presidente
María Julia Aybar	Gerente General
Solange Cuadros	Gerente Legal
Jaime Risco	Gerente Comercial y Planeamiento

Fuente: PERU LNG / Elaboración: PCR

## Operaciones y Estrategias

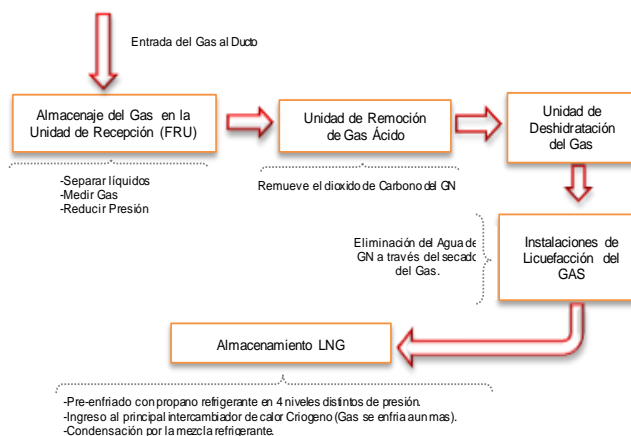
### Operaciones

La planta de LNG y las instalaciones marítimas están ubicadas en la ciudad de Cañete, en un terreno eriazo de 521 hectáreas de extensión (denominado Pampa Melchorita). La planta cuenta con una capacidad de 4.45 MM de toneladas de LNG por año y de un suministro de 620 MM de pies cúbicos diarios de Gas Natural.

Las instalaciones marítimas, permiten la carga del LNG, luego de haber sido enfriado en la planta y que es posteriormente almacenado en los buques transportadores de Shell. Asimismo, se obtuvo el ISO 9001 para el Terminal Marítimo en el año 2012 y el ISO 9001 para toda la Operación de PERU LNG en el año 2013.



### PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL LNG



Fuente: PERU LNG / Elaboración: PCR

### Principales Contratos y Riesgos

PRINCIPALES CONTRATOS			
Contrato	Situación	Fecha de Contrato	Fecha de Expiración
Convenio de Inversión (PLNG – Estado Peruano)	Firmado	Enero 2006	2046
Contrato de Compra-Venta de Gas Natural (PLNG – CPC)	Firmado	Febrero 2006	2028
Contrato de Transporte de Gas Natural (PLNG – TGP)	Firmado	Junio 2007	2033
Contrato de Compra-Venta de LNG (PLNG – SITME)	Firmado	Junio 2005	2028
Contrato de Servicios de Mantenimiento de la Planta	Firmado	Noviembre 2014	2027
Contrato de Mantenimiento del Gasoducto de PLNG	Firmado	Abril 2017	2021

Fuente: PERU LNG / Elaboración: PCR

<sup>6</sup> Cabe señalar que el 28 de diciembre del 2016, se informó el cambio de Gerente General, con la salida del Sr. Juan Igor Salazar Zanelli, quien estuvo en el cargo del 01.11.11 al 31.12.16 y el ingreso de la Sra. María Julia Aybar Solis desde el 01.01.17, quien venía desempeñando el cargo de Gerente Legal.

### a. Convenio de Inversión entre PERU LNG y El Estado Peruano

Se firmó por un periodo de 40 años bajo la modalidad de Contrato – Ley<sup>7</sup>, en el cual se otorgan beneficios y garantías a PERU LNG para instalar, operar y mantener una planta de procesamiento de GN e instalaciones relacionadas, así como para exportar la producción. Destaca el beneficio de estabilidad tributaria sujeta a la fecha de suscripción de convenio.

### b. Contrato de Compra-Venta de Gas Natural entre PERU LNG y el CPC

Con un plazo de 40 años para la exploración de GN. Los socios del CPC de los Lotes 56 y 88 pertenecen a los mismos grupos económicos y mantienen la misma participación accionaria en cada uno de ellos. Asimismo, 3 de los 6 miembros del Consorcio son afiliadas de los *Sponsors* del proyecto.

CONSORCIANTES CAMISEA		
Miembros	Participación (%) Lote 56	Participación (%) Lote 88
Pluspetrol Perú Corporation S.A.	2.20%	2.20%
Pluspetrol Lote 56 S.A.	25.00%	
Pluspetrol Camisea S.A. <sup>8</sup>		25.00%
Hunt Oil Company of Peru L.L.C, Sucursal del Perú	25.20%	25.20%
SK Innovation, Sucursal del Perú	17.60%	17.60%
Repsol Exploración del Perú, Sucursal del Perú	10.00%	10.00%
Sonatrach Perú Corporation S.A.C.	10.00%	10.00%
Tecpetrol Bloque 56 S.A.C.	10.00%	
Tecpetrol del Perú S.A.		10.00%
<b>TOTAL</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>

Fuente: PERU LNG / Elaboración: PCR

### Gas Sales Agreement (GSA):

#### CARACTERÍSTICAS DEL CONTRATO DE COMPRA VENTA

	Lote 56 <sup>9</sup>	Lote 88
Contrato Suministro GN	Modalidad <i>Take or Pay</i> y <i>Delivery Pay</i> <sup>10</sup>	
Partes Firmantes	CPC Lote 56 – PLNG	CPC Lote 88 – PLNG
Volumen	614,000 MMBTU diarios	56,000 MMBTU diarios
Duración	18 años + 2 adicionales de acuerdo a la demanda de volumen de GN por parte de la empresa o para cubrir el volumen faltante.	Expira el 30 de junio 2028, o una vez se haya entregado 0.33 Trillones de pies cúbicos
Precio	De acuerdo a adenda de abril del 2011, el precio de venta del LNG se indexará al marcador según el destino al cual sea enviado, a fin de eliminar algún posible descalce de precios.	
Detalle	PLNG no podrá comprar GN a otra empresa que no sea el CPC del Lote 56 y ésta tendrá el derecho de negar la venta de GN a cualquier otra empresa que no sea PLNG o alguna afiliada de la misma. El volumen podrá ser ajustado a un monto mayor por mutuo acuerdo; o menor, cuando se realicen trabajos de mantenimiento en una u otra planta, los que no excedan los 25 días anuales.	El CPC del Lote 88 se encuentra prohibido de vender los volúmenes de GN comprometidos con PLNG a otra entidad (salvo en el caso que PLNG no pueda tomar el volumen comprometido). Asimismo, el GN entregado por Lote 88 es solo para consumo local o cuando sea utilizado de alguna manera en el proceso de producción de PLNG.

Fuente: PERU LNG / Elaboración: PCR

### c. Contrato de Transporte de Gas Natural entre PLNG y TGP<sup>11</sup>

TGP presta el servicio de transporte de GN vía el gasoducto para el tramo de la selva, siendo el punto de entrega Chiquintirca – Ayacucho (lugar en el que termina el ducto de TGP y se inicia el de PLNG). A partir del 18° aniversario de la fecha de inicio del servicio, PLNG podría dar por culminado el servicio o reducir parcialmente la capacidad reservada diaria para los años posteriores. TGP se compromete a reservar una capacidad de 17,556 Mm3/día (620 MMpcd) bajo la modalidad *Ship or Pay*<sup>12</sup>. Adicionalmente, reservará una capacidad interrumpible máxima de 3,539 Mm3/día (125 MMpcd) hasta el 2033. Por otro lado, en caso de existir durante cualquier día operativo una diferencia entre el monto establecido y

<sup>7</sup> El que prohíbe la modificación o enmienda unilateral de sus términos.

<sup>8</sup> Clasificación de riesgo de dos clasificadoras locales: PEAAA a mayo 2016.

<sup>9</sup> Reformulado el 06.08.14 para incorporar el GN adquirido por el Lote 56 del Lote 57 a las obligaciones de entrega firme a PERU LNG.

<sup>10</sup> *Take or pay*: el comprador queda obligado a pagar por la encomienda que hace, consumiendo o no el producto. *Delivery or pay*: el vendedor queda obligado a pagar por el producto en caso no haga la entrega del mismo.

<sup>11</sup> TGP (2000), es adjudicataria de las concesiones del Transporte de GN por ductos desde Camisea al *City Gate* en Lima y del Transporte de Líquidos de GN por ductos, desde Camisea hasta la Costa. Su calificación internacional de riesgo es BBB-/estable (abril 2016).

<sup>12</sup> Modalidad que requiere el pago por el transporte del GN, inclusive en el caso que este no sea transportado.

el monto entregado (reducción operativa), el pago que PLNG abonará, será reducido en la misma proporción. Cabe mencionar que, no habrá reducción en el cargo de reserva cuando la reducción operativa sea por: (i) eventos de fuerza mayor que afecte a cualquiera de las partes, (ii) exista incapacidad de entrega de los volúmenes de gas natural y/o (iii) interrupciones permitidas del servicio.

#### **d. Contrato de Compra - Venta de LNG – Shell International Trading Middle East (SITME)**

El 31 de diciembre del 2013 SITME y PLNG suscribieron el contrato de Compra - Venta de LNG (bajo la modalidad de *Take or Pay* y *Delivery or Pay*), reemplazando la posición de Repsol CG, por un volumen acumulado de 218,000 BBTU por año, durante un periodo de vigencia de 18 años, contados desde el inicio de la operación comercial (01.10.2010); pudiendo ser extendido hasta por 24 meses adicionales. Sin embargo, el volumen puede ser ajustado (al alza o baja) cada año (AACQ<sup>13</sup>), por: (i) incremento en el volumen a entregar, por acuerdo entre las partes, (ii) menores cantidades a entregar, debido al mantenimiento de la planta programado, (iii) exceso en volúmenes tomados por SITME en el año anterior con ajustes a la baja en el año corriente y viceversa y iv) motivos de fuerza mayor que obliguen a incrementar o disminuir las cantidades a entregar. Si PLNG entrega una cantidad menor a lo pactado en el AACQ a Shell, éste pagará por tales daños el equivalente de la cantidad no entregada por el 30% del precio promedio de todo el año.

Comercialización: El contrato de compra y venta de LNG entre Repsol CG y CFE, también fue transferido a SITME y se mantienen las mismas condiciones (*Take or Pay*), hasta el 2028, renovables por dos años más. El volumen de ventas empezó en 90 MMPCD en el 2011, alcanzando más de 400 MMPCD en el año 2014, y se espera que las ventas se mantengan estables en los años siguientes. PLNG vende el íntegro de su producción a SITME y destina el LNG comprado al mercado internacional, siendo el principal mercado México (a la Comisión Federal de Electricidad - CFE en el Terminal de Manzanillo). A su vez, se han evaluado otros mercados tentativos en las costas del Pacífico como destino del volumen remanente de LNG, siendo los principales Asia, Norteamérica y Europa. Asimismo, dicha diversificación de mercados ayudaría a mitigar el riesgo de concentración de mercados en la venta de LNG.

#### **e. Contrato de Mantenimiento de Planta**

Inicialmente la empresa Wood Group proporcionaba los servicios de mantenimiento de planta, sin embargo en enero 2015 se dio por concluido el contrato (que era de 18 años), abonándoles las penalidades correspondientes. Actualmente, dicho servicio se encuentra a cargo de la empresa General Electric International Perú, la cual realiza el mantenimiento de las turbinas de gas, compresores y generadores de la Planta de GNL. Este contrato tiene una vigencia de 13 años.

Adicionalmente, en el 2010 se firmó un contrato con Compañía Operadora del Gas del Amazonas S.A.C., para el mantenimiento del Gasoducto de PERU LNG, el cual se ha modificado y renovado el 01 de abril del 2017 hasta enero 2021.

#### **Medio Ambiente, Seguridad y Salud**

La empresa cuenta con los Estudios de Impacto Ambiental y Social (EIASs) necesarios aprobados. Asimismo, maneja un Sistema de Gestión Ambiental, Social, de Salud y Seguridad Industrial siguiendo los estándares ISO 14001 y OHSAS 18001. Además, ha desarrollado un plan de verificación de cumplimiento ambiental y social, incluyendo herramientas administrativas, tales como la supervisión de sitio, monitoreo, inspecciones y auditorías.

#### **Seguros**

La empresa posee pólizas evaluadas y valoradas por Marsh & McLennan Companies, Inc. (MMC)<sup>14</sup>, la cual efectuó una revisión del perfil técnico, los riesgos contractuales del proyecto y sus respectivas coberturas. Asimismo, los prestamistas del proyecto contrataron a la consultora Aon Risk Service, Inc. of Northern California (Aon) para que emita una opinión independiente del programa de seguros asociados a riesgos de fuerza mayor de PLNG, los cuales determinaron que las coberturas y límites especificados en los seguros de PLNG son consistentes con las costumbres y prácticas en la industria de procesamiento de LNG.

Las pólizas cubren: **i) Daños de la propiedad e Interrupciones del Negocio** por daños físicos de la planta y del gasoducto; e interrupciones de las maquinarias y de sus operaciones originadas por movimientos telúricos, inundaciones, huracanes, motines, conmoción civil, huelgas y sabotajes. El monto asegurado es de US\$ 1,700MM y está basado en el tiempo necesario para la reconstrucción de las instalaciones, y las pérdidas máximas estimadas en US\$ 400MM. **ii) Seguro de Víctimas:** a los trabajadores o responsabilidad del empleador, responsabilidad general de terceros y obligaciones propias de la empresa por US\$ 200MM. **iii) Seguro de Aviones:** riesgos asociados a accidentes de aviones por US\$ 10MM. **iv) Seguro de Transporte Flotante Internacional, Responsabilidad Civil Marítima y Terrorismo:** cobertura por US\$ 25MM, US\$ 50MM y US\$ 1 billón, respectivamente.

<sup>13</sup> Adjusted Annual Contract Quantity.

<sup>14</sup> En enero 2017 una clasificadora internacional, asignó el rating de Baa1/estable a la deuda senior emitida por MMC.



## Reservas

El estudio anual de reservas probadas y probables realizado por una consultora independiente<sup>15</sup> muestra el estimado para los 5 campos de los Lote 56 y Lote 88, ubicados en la Cuenca de Ucayali en Perú. Donde se han realizado estudios para estimar la capacidad de entrega y mantener la demanda de gas.

GAS BRUTO EN VOLUMEN POR LOTE 2016					
Lote 56			Lote 88		
Lugar	Reservas Probadas (MMcf)	Reservas Probadas + Probables (MMcf)	Lugar	Reservas Probadas (MMcf)	Reservas Probadas + Probables (MMcf)
Pagoreni (Total)	3,450,485	3,875,654	Cashiriari (Total)	9,129,025	10,149,512
Mipaya (Total)	1,091,381	1,260,516	San Martín (Total)	3,468,877	3,822,530
<b>Total</b>	<b>4,541,866</b>	<b>5,136,170</b>	<b>Total</b>	<b>12,597,902</b>	<b>13,972,042</b>

Fuente: DeGOLYER y MacNAUGHTON / Elaboración: PCR

## Clientes

Durante el primer semestre del 2017, el GNL producido por PERU LNG y comercializado por SITME se destinó a nueve destinos principalmente a España (62.9%), México (8.8%), Corea del Sur (6.8%), y otros destinos de Asia (9.8%) y Europa (9.6%) y Argentina (2.01%)

## Producción:

Durante el primer semestre del 2017, el volumen de producción se incrementó en 9.7% dada la eficiencia de desempeño de la planta y a la expansión de la capacidad del sistema de transporte de gas que opera Transportadora de Gas del Perú (TGP) situándose en 106,412 MMBTU.

PRODUCCIÓN MMBTU					
2012	2013	2014	2015	2016	1S2017
207,845	222,603	214,502	188,055	225,350	106,412

Fuente: PERU LNG / Elaboración: PCR

## Inversiones

Los gastos realizados en CAPEX para el 2017, se situaron en US\$ 7.7MM y fueron mayores a los realizados respecto al cierre del 2016 de US\$ 3.8MM. Sin embargo, para el 2017, se tiene planificado realizar inversiones hasta por US\$ 17.5MM, las cuales incluyen los fondos necesarios para culminar el proyecto "Estación de Recepción y Despacho de Gas Natural Licuefactado" o Truck Loading Facility (TLF), el cual consiste en un conjunto de instalaciones de recepción y despacho de GNL a camiones cisternas criogénicas de 60 m3 de capacidad, de acuerdo a sus compromisos con el estado peruano.

## Análisis Financiero

### Balance General:

A junio 2017, los activos de la compañía ascendieron a US\$ 2,852.00 MM, compuestos en un 13.4% por activos corrientes y en un 86.6% por activos no corrientes. En el periodo de evaluación, el activo total presentó una moderada disminución de US\$ 168.89 MM (-5.6% respecto al 4T16), lo cual se sustenta principalmente en la disminución de 22.3% en activos de corto plazo, seguidos de activos no corrientes de 2.3% respecto al 4T16.

La disminución del activo corriente es impulsado por: i) El deterioro de las Cuentas por cobrar comerciales a relacionados en 98.8%, dado el cumplimiento del contrato con vencimientos menores a 20 días, asimismo se firmó una adenda al contrato vigente mediante el cual se incrementa el límite de la cláusula "Quarterly Payment" estableciéndose como nuevo monto límite miles de US\$110,000 y negociaciones debido a la caída internacional de precios ii) la reducción significativa en otras cuentas por cobrar de US\$ 16.47 MM a US\$ 6.68 MM (-59.4% respecto al 4T16), debido a la solicitud de reembolso del IGV por recuperar del mes de junio iii) Mayor desembolso de efectivo y equivalente de efectivo, pasando de US\$ 206.16 MM a US\$ 158.81 MM (-23.0% respecto al 4T16) a efecto de los menores depósitos overnight. La cuentas más representativas de AC son: Caja y bancos (5.6% del AT), seguida por Fondos Sujetos a restricción (6.5% del AT) y existencias (0.6% del AT).

Por el lado del Activo No Corriente, este se redujo en 2.3%, por un efecto de depreciación de activo fijo, partida más relevante del ANC (85.2% del Activo total).

En el caso de los pasivos de la compañía, estos alcanzaron los US\$ 1,484.28 MM, lo cual significó un moderado retroceso de 10.0% respecto al cierre del 2016. El pasivo corriente y no corriente, representan en el periodo de análisis 15.9% y 84.1% del activo total respectivamente. (19.5% y 80.5% en diciembre 2016). Este efecto estuvo explicado, por la disminución del PC en 26.7%, dada i) la reducción en Cuentas por pagar comerciales en US\$ 45.79 MM (- 51.2% respecto al 4T16) debido la disminución en las compras de gas natural, ii) la disminución en otras cuentas por pagar en US\$

<sup>15</sup> DeGOLYER y MacNAUGHTON

13.52MM, debido principalmente a la variación correspondiente principalmente al pago efectuado en el mes de marzo de 2017 del impuesto a la renta correspondiente al ejercicio 2016 por miles de US\$ 12,000 y iii) la disminución en la cuenta Filiales y Afiliadas No Comerciales en US\$ 27.76MM. La cuenta más representativa del PC fue la PCDLP (12.1% del PT), la que no tuvo variación significativa (+0.3%) en comparación al dato de cierre 2016, debido a que no se esperan pagos más significativos hasta el 2022.

Por su parte, los pasivos no corrientes, disminuyeron en 6.0%, principalmente por el reducción de la deuda de largo plazo en 6.5% (+ US\$ 79.2 MM) respecto al cierre del 2016, causado por el efecto de la amortización de los cupones de los bonos realizada en mayo 2017(-US\$ 7.76 MM respecto 4T16) y de las cuotas de los préstamos bancarios (Deudas a Largo Plazo; - US\$ 0.17 MM respecto 4T16).

En cuanto al Patrimonio, este se situó en US\$ 1,367.72MM, reflejando una variación casi nula de -0.3% respecto a diciembre 2016, explicado por la disminución de pérdidas por swaps de tasas de interés no realizadas (+3.4% respecto al 4T16) y leve incremento en pérdidas acumuladas de -8.1% respecto al 4T16.

### ***Eficiencia Operativa***

Desde el 2014 los ingresos se vieron reducidos de manera significativa debido a que en dicho periodo, por condiciones de contrato, se incrementaron los envíos al CFE en México. Estos envíos están ligados al marcador HH, el más bajo de los marcadores, lo que aunado a la caída de los precios internacionales -que impactaron más en el HH y NBP-, afectó el desempeño financiero de la empresa.

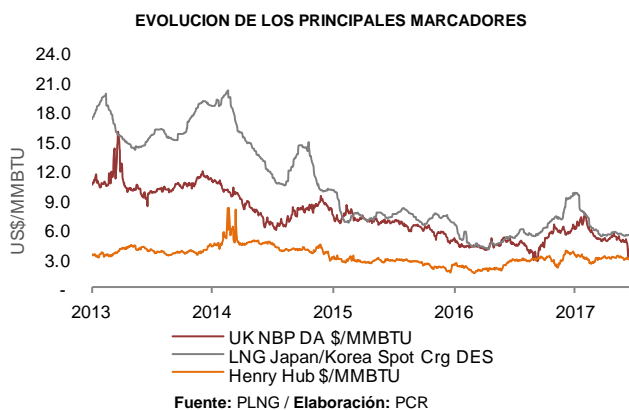
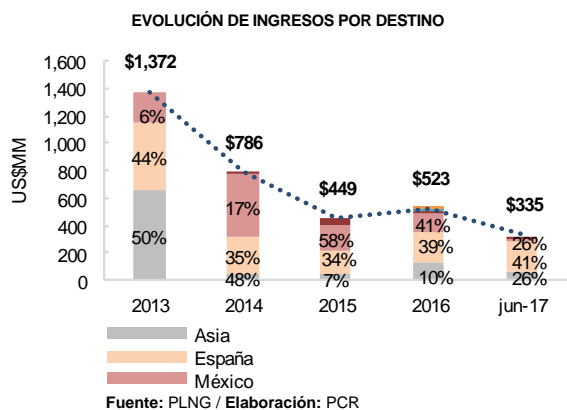
A junio 2017, los ingresos de la compañía alcanzaron la suma de US\$ 303.78 MM, lo que significó un incremento de 100.6% con respecto a lo registrado el mismo periodo del año anterior. El incremento de las ventas de GNL en más de 100% se explica por el mayor número de embarques vendidos durante los seis primeros meses del año 2017 (32 embarques) en comparación con el mismo periodo 2016 (31 embarques), siendo los principales destinos: España con 20 buques (junio 2016: 6 buques), seguido de México con 3 buques (junio 2016: 18 buques). El incremento también se sustenta dado que en términos de cantidad PLNG registró un volumen total de 106,412 Miles de MMBTU y 4,586 Miles de m<sup>3</sup>, siendo ambos superiores en 48.35% con relación a junio 2016, respectivamente. Otro factor favorable durante el primer semestre de 2017 ha sido el incremento del precio de los marcadores HH, NBP y JKM en comparación con el mismo periodo del año 2016.

Los costos de ventas de la compañía ascendieron a US\$ 251.66 MM al cierre del primer semestre de 2017, siendo 50.2% mayor que el del mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por el incremento de la cantidad de gas natural comprado (117,407MMBtu vs. 109,283MMBtu) y del costo unitario, el cual está relacionado directamente a los mayores precios registrados a junio 2017 en los marcadores HH, JKM y NBP en comparación al mismo periodo del año 2016.

A nivel de cuentas, el costo de ventas está conformado por la variación de productos terminados de US\$ -0.7MM (-0.3% del total), compra de gas natural y suministros usados en la producción de US\$ 152.9MM (60.7% del total), depreciación de US\$ 63.8MM (25.4% del total), servicios del operador de US\$ 14.3MM (5.7%), y otros costos indirectos de US\$ 21.4MM (8.5% del total).

Por el lado de los Gastos Operativos, estos registraron una disminución de 7.8% con respecto al 1S16, pasando de US\$ 27.02 MM a US\$ 24.92 MM, liderada principalmente por la contracción de los Gastos de Ventas y distribución (-7.8%), dado principalmente a la reducción en los servicios de dragado por un monto de US\$ 0.9MM, asimismo una disminución en los Gastos administrativos (-7.8%) impulsado principalmente en los componentes de servicios de terceros y servicios recibidos del Operador, comparados con el mismo período del año anterior.

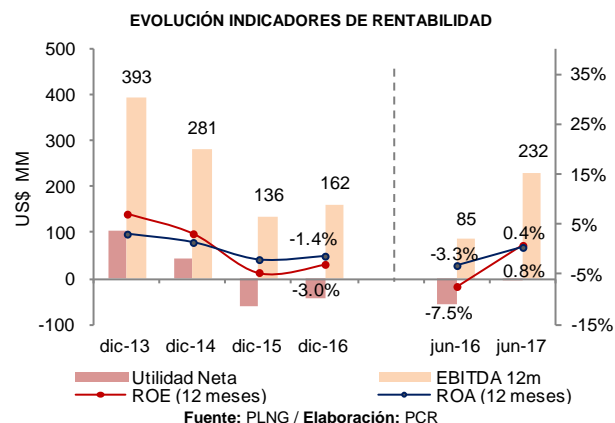
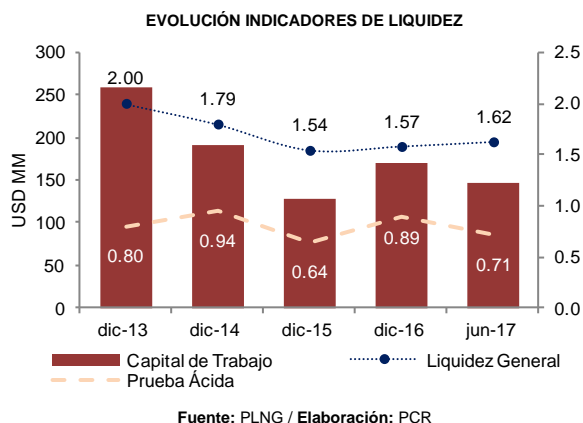
Respecto a los ingresos y gastos financieros, éstos fueron de US\$ 1.56MM y US\$ 33.16MM, respectivamente; lo que junto a una ganancia por diferencia de cambio de US\$ 0.81 MM, resultó en una utilidad neta de US\$ -4.89 MM a junio 2017 comparado al US\$56.95 MM registrada en el primer semestre de 2016.



### Rentabilidad

El mejor nivel de ingresos registrados por la compañía originó una mejora considerable en los márgenes de rentabilidad, sustentada por el mayor volumen de compras y ventas de gas natural con respecto al 1ST16, pese a la tendencia creciente de caída de precios internacional. En cuanto al margen bruto, éste pasó de -10.7% en junio de 2016 a 17.2% en el mismo periodo de 2017; el margen operativo se ubicó en 9.0% al cierre del primer semestre de 2017, superior al -28.5% alcanzado en el primer semestre de 2016; y el margen neto incrementó de -37.6% a 1.6%. Finalmente, el incremento de US\$ 146.65 MM en el EBITDA a 12 meses, reflejó una considerable mejora en el margen EBITDA a 76.3% comparado con el 56.2% registrado en junio 2016.

Del mismo modo, la mayor utilidad neta alcanzada en el primer trimestre de 2017 originó positivos ratios de rentabilidad. El ROA a 12 meses pasó de -3.3% a junio 2016 a un nivel de 0.4% a junio 2017; mientras que el ROE a 12 meses se ubicó en 0.8%, porcentaje mayor al -7.5% alcanzado en el primer semestre de 2016.



### Liquidez y Flujo de Efectivo

Los indicadores de liquidez se mantuvieron en niveles suficientes para atender sus obligaciones de corto plazo. Es así que la liquidez básica y ácida, se ubicaron en 1.62x y 0.71x respectivamente. En el caso de la liquidez básica se mostró un ligero aumento respecto al cierre del 2016 (1.53x). Esto se explica básicamente por la disminución de las cuentas por pagar comerciales (pasivo corriente), sustentado en la menor valorización de compra de gas natural y los menores tributos por pagar. Asimismo, el activo corriente también disminuyó en mayor medida que el activo no corriente. En el caso del activo corriente, la disminución es explicada por los menores depósitos overnight, pago de IGV, entre otros.

En la misma línea, gracias al avance de la cuenta efectivo y equivalentes ya explicado, el capital de trabajo se vio disminuido en 14.2% ascendiendo a un monto de US\$ 145.98MM. Debido a ello, la empresa no ha utilizado la línea de crédito que mantiene aprobada para capital de trabajo por US\$ 37.5MM con el Banco de Crédito del Perú (BCP), la que forma parte del paquete de financiamiento incluido en el "Common Terms Agreement", por tanto, está sujetas a las condiciones y características en las que fueron emitidas las obligaciones de largo plazo. Actualmente dichas líneas están vigentes hasta Junio de 2018.

Por otra parte, el ciclo de conversión de efectivo fue de -16 días y se debió a un promedio de cobro a clientes de 0.45 días (2016: 29 días) y un promedio de pago a proveedores de 30 días (2016: 70 días), mientras que los días de inventario en stock fueron de 14 días (2016: 13 días), reflejando una mejora en la gestión de activos y pasivos, como parte del proceso de conversión de efectivo liderada por la reducción del promedio de cobro a clientes, lo cual se explica principalmente por los ajustes de Mínimo Manzanillo a partir de diciembre 2016 relacionadas a las decisiones de Shell International Trading Middle East Limited.

Asimismo, a nivel de flujo de efectivo, se observó una disminución con un resultado de fin de ejercicio por US\$ 158.81MM, siendo menor al del cierre de diciembre 2016 que alcanzó los US\$ 206.16MM. Este resultado estuvo impulsado por i) el menor resultado de actividades de operación (US\$ -145.85MM), dados los menores cobros de cuentas por pagar comerciales y pagos de impuestos amortiguado por: ii) los menores montos de inversión (-US\$ 5.93 MM) a causa de la menor cantidad de compra de inmuebles y iii) menor montos de actividades de financiamiento (-US\$ 90.13 MM) a causa de pagos de amortizaciones de préstamos a largo plazo. La suma de las tres actividades generó un flujo de efectivo que totalizó en US\$ 158.81 MM, siendo 23.0% menor (-US\$ 47.35 MM) a lo registrado a diciembre 2016.

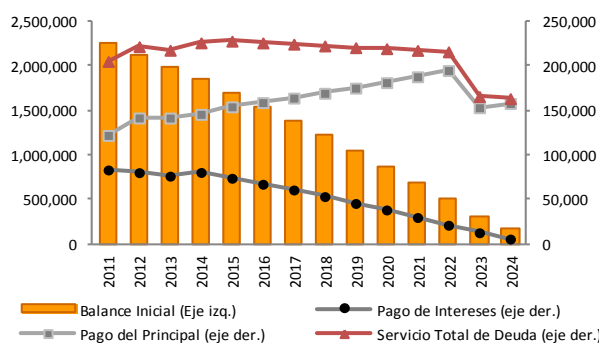
### Solvencia / Cobertura

El pasivo total se ubicó en US\$ 1,484.28 MM, el cual ha venido disminuyendo considerablemente durante los sucesivos periodos hasta en más de un 50% desde el inicio de sus operaciones en el 2010. Este efecto se dio por la capitalización de la deuda subordinada con sus accionistas realizada en diciembre 2012 por US\$ 1,251.34MM y por las amortizaciones de la deuda financiera que se utilizó como parte del financiamiento para la construcción de la infraestructura actual. Esta deuda representa el 88.9% del pasivo y a junio 2017 se situó en US\$ 1,318.91 MM, siendo los acreedores de la misma, Organismos Multilaterales y bilaterales (deuda senior) y bonistas que ingresaron en el año 2008 y 2009 respectivamente.

La deuda senior se pactó por US\$ 2,050.00MM a 14 años con amortizaciones semestrales en mayo y noviembre de cada año, con diferentes desembolsos entre el 2008 y 2010. A junio 2017, dicha deuda cerró en US\$ 1,183.81 (-5.84%). Mientras que los bonos se emitieron en el 2009 por US\$ 200.00 MM, en cuatro series simultáneas de las cuales quedan vigentes la 3ra y 4ta con un plazo de 15 años desde su emisión. El saldo total de los bonos al cierre del 1S2017 fue de US\$ 120.00MM (-6.25% vs diciembre 2016).

Debido a esta reducción constante de la deuda financiera, los indicadores de apalancamiento presentan una tendencia decreciente, ubicándose en 1.09x para el 1S2017 (2016: 1.20x). Asimismo, los indicadores de cobertura de deuda, mostraron una mejora dada la recuperación del EBITDA, el cual había venido disminuyendo durante los últimos periodos dada la coyuntura de precios bajos y la concentración de las ventas en destinos HH, que como se mencionó anteriormente, es el marcador más bajo en nivel de precios. Esta mejora responde al incremento de ventas y mejor gestión de costos, lo que finalmente permitió que el ratio de cobertura de servicio de deuda, pase de 0.64 veces (diciembre 2016) a 0.93 veces (junio 2017). En la misma línea, la razón de Deuda financiera a EBITDA, pasó 8.65 veces a 5.69 veces.

EVOLUCIÓN DE LAS OBLIGACIONES (US\$ MM)



ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO A JUNIO 2017 (US\$ MM)

Entidades	2008	%	2017	%
IDB A-Loan	400	10.4%	259.05	9.4%
IDB B-Loan	400	10.4%	221.53	8.0%
IFC	300	7.8%	194.29	7.0%
Local Bond I	200	5.2%	120	4.3%
K-Exim Direct	165	4.3%	88.39	3.2%
K-Exim Guaranteed	135	3.5%	72.32	2.6%
US Exim	400	10.4%	214.89	7.8%
SACE	250	6.5%	133.93	4.8%
Equity	1,582.56	41.3%	1,461.44	52.8%
<b>Total</b>	<b>3,832.56</b>	<b>100.00%</b>	<b>2,765.84</b>	<b>100.00%</b>

Fuente: PERU LNG / Elaboración: PCR

Cabe señalar que, a pesar de los niveles inferiores a 1.00 veces del ratio de cobertura, la empresa mantiene reservas en el activo corriente, destinadas al pago del servicio de la deuda, las que a junio 2017 se situaron en US\$ 184.16 MM. Asimismo, se debe considerar que a la generación de caja del 1S2017 se le suma el QP por US\$ 110.00MM de SITME.

A continuación, se detalla la composición de las reservas acumuladas a junio 2017, las que de acuerdo a los requerimientos del Common Terms Agreement (CTA) se dividen en dos grupos:

### Fijo:

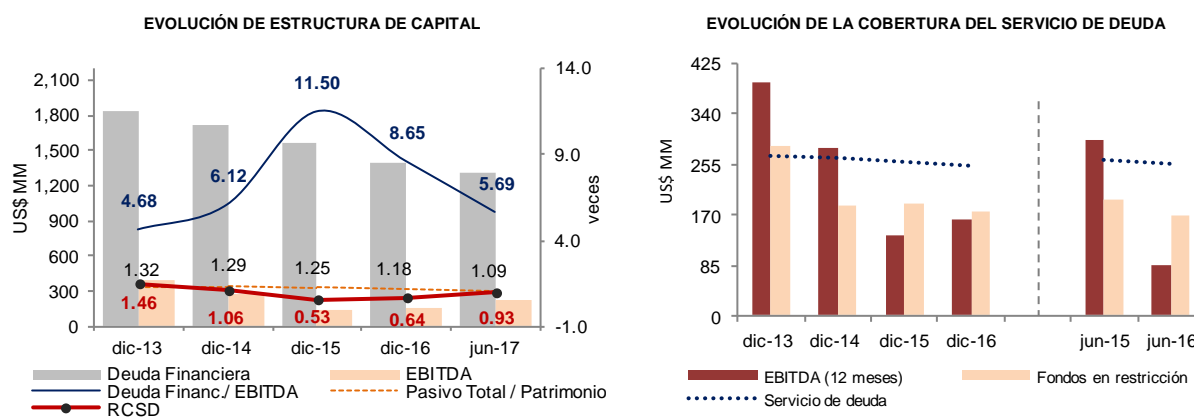
- Debt Service Reserve Account (DSRA): Cubre un pago semestral de la Deuda Senior y SWAPs. A junio 2017, totalizó US\$ 110.5 MM.
- TGP Reserve Account: Cubre 2 meses de pago y a junio 2017 totalizó US\$ 14.30 MM.

**Variable:**

- Offshore and Onshore Debt Service Accrual Accounts: Debe ser cubierta durante un semestre para cumplir el siguiente pago semestral (mayo o noviembre) de Deuda Senior. Asimismo el onshore es utilizada para el pago de SWAPs y en suma al cierre de junio 2017 el saldo fue US\$ 37.8MM.
- Major Maintenance Reserve Account: Cubre montos anuales del Mantenimiento Mayor. A junio 2017, totalizó un monto de US\$ 18.1 MM.
- Distribution account: Se cubre cada vez que la compañía cuenta con efectivo suficiente para realizar una Distribución a los socios, después de cumplir con los requerimientos financieros para el "Debt Service Coverage Ratio (DSCR)". El saldo a diciembre 2016 es de US\$ 0.00.

Asimismo, a junio 2017, PLNG mantiene deuda indirecta (Carta Fianza) en por US\$ 127.65 M otorgada por el BCP, la cual forma parte de la de Working Capital Facility otorgada por el BCP e lo cual es de sustento para el cálculo de los ratios de cobertura.

Estos recursos permiten financiar en su totalidad el activo fijo, principal componente del balance de PERU LNG, el que presentó una eficiencia de 91.9% a junio 2017, la más alta desde que iniciaron operaciones.



Fuente: PERU LNG / Elaboración: PCR

**Instrumento Clasificado**

**Primer Programa de Bonos Corporativos PERU LNG**

En noviembre 2009 a través de oferta pública en el mercado local, PLNG emitió bonos por un valor nominal total de US\$ 200.00MM bajo su "Primer Programa de Bonos Corporativos". Dichos bonos son nominativos, indivisibles, de libre negociación y se cotizan en la Bolsa de Valores de Lima. Los fondos captados, fueron utilizados como parte del financiamiento de los costos de construcción del proyecto. Al junio 2017, la compañía ha cumplido con el pago de las amortizaciones del principal y e intereses de acuerdo a los cronogramas pactados.

**PRINCIPALES TÉRMINOS Y CONDICIONES DE CADA EMISIÓN**

Características	Tercera Emisión	Cuarta Emisión
Serie	A	A
Monto inscrito	US\$ 160.000 MM	US\$ 160.000 MM
Monto colocado	US\$ 135.325 MM	US\$ 24.675 MM
Saldo en circulación al 30.06.17	US\$ 101.494 MM	US\$ 18.506 MM
Tasa de interés	3.65625% + Libor 6M	7.15625%
Fecha de Emisión	20-nov-09	20-nov-09
Periodo de Gracia	5 años	5 años
Fecha de Redención	15-nov-24	15-nov-24
Plazo	15 años	15 años
Cupón	Semestral	Semestral
Periodo de Pago de Intereses	Durante toda la emisión.	Durante toda la emisión.
Opción de Rescate	No existe. Sin embargo, el Emisor podrá rescatar las Obligaciones en los casos establecidos en los numerales 1, 2, 3 y 4 del artículo 330 de la Ley General, y siempre que cumpla con lo previsto en el artículo 89 de la Ley.	

## Garantías

- i. Hipoteca de la unidad de producción, constituida sobre la planta, el ducto, las instalaciones portuarias y todos los activos que permiten operarlas en conjunto como una sola unidad de producción. En caso de ejecutarse la hipoteca todos estos activos pueden ser transferidos en bloque a terceros que puedan continuar el Proyecto.
- ii. Garantía mobiliaria sobre los activos de la unidad de producción.
- iii. Garantía mobiliaria sobre inventarios, constituida sobre el gas natural y existencias de LNG.
- iv. Garantía mobiliaria sobre el ducto: Aunque sobre el ducto también está constituida la hipoteca sobre unidad de producción descrita anteriormente, se ha constituido esta garantía mobiliaria por separado con el fin de que los acreedores puedan, en una supuesta ejecución, transferir separadamente el ducto.
- v. Cesión condicionada de derechos y “*Direct Agreements*” respecto a los principales contratos del proyecto, con el propósito de que quien adquiera el Proyecto mediante la ejecución de las garantías, pueda tener los derechos contractuales para la culminación y operación del proyecto.
- vi. Garantía mobiliaria sobre saldos en cuenta, constituida sobre los saldos disponibles en casi todas las cuentas del proyecto, permitiendo a los acreedores hacerse cobro de sus acreencias mediante la ejecución de los saldos en cuenta o alternativamente usarlos para financiar los avances pendientes del Proyecto.
- vii. Garantía mobiliaria sobre las participaciones de PERU LNG y garantía mobiliaria bajo ley extranjera sobre el interés accionario de los *Sponsors* en los accionistas de PERU LNG. Asimismo, se ha otorgado garantía mobiliaria conforme a las leyes aplicables, sobre las acciones de los Socios de PERU LNG. Este tipo de garantía otorga a los acreedores la posibilidad de traspasar de manera rápida y eficiente el proyecto a cualquier tercero interesado en continuarlo, ya sea mediante la transferencia de participaciones sociales o la transferencia de las acciones representativas del capital social de sus accionistas. De este modo, esta garantía ayuda a superar cualquier obstáculo que pudiera presentarse al momento de ejecutar las garantías sobre los activos del deudor, reduciendo además el proceso de obtención o traspaso de los permisos y licencias asociados a la ejecución del Proyecto.

## Proyecciones Financieras

---

Las proyecciones de la empresa consideran como cantidad un monto ligeramente por encima a lo fijado en el contrato de compra-venta con SITME (220 MMBTU) y se toman como referencia los marcadores de los países de destino como es el HH (45% de los destinos en el 2016 fueron a HH). Al cierre de junio 2017, la mayor dependencia está en función del NBP, que representa el 68% de los destinos.

De acuerdo a la U.S. Energy Information Administration (EIA), la tendencia decreciente de precios que se marcó desde finales del 2014, se ha reducido, el HH se situó en US\$ 2.95 /MMBTU al cierre de junio 2017, es decir -20.3% que en lo que va del año. Asimismo, el EIA estima que el valor promedio del marcador HH para el 2017 se ubicaría alrededor de los US\$ 3.27 /MMBTU esperando una leve recuperación, aunque aún por debajo de los valores históricos.

Basándose en ello las proyecciones de la empresa, muestran una recuperación leve de la rentabilidad y de los indicadores de cobertura de deuda, proyectándose que al cierre de año el DSCR se ubicaría ligeramente por encima de 1.0v.

## Anexo

PERU LNG S.R.L						
Estado de Situación Financiera (USD MM)	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	jun-16	jun-17
Activo Corriente	519.337	429.788	365.830	491.471	347.562	381.637
Activo prueba ácida	207.88	225.63	152.68	288.58	143.10	166.31
Activo No Corriente	2,875.10	2,760.59	2,641.73	2,529.42	2,601.41	2,470.36
Activo Total	3,394.44	3,190.38	3,007.56	3,020.90	2,948.98	2,852.00
Pasivo Corriente	260.175	239.629	238.169	321.437	229.247	235.660
Pasivo No Corriente	1,672.64	1,557.47	1,430.79	1,327.84	1,425.19	1,248.62
Pasivo Total	1,932.81	1,797.10	1,668.96	1,649.28	1,654.43	1,484.28
Deuda Financiera	1,841.00	1,722.32	1,567.51	1,397.59	1,518.05	1,318.91
Porción ctte de Préstamos de Largo Plazo	178.18	183.21	181.38	179.75	182.12	180.29
Deudas a Largo Plazo	1,662.82	1,539.11	1,386.13	1,217.84	1,335.93	1,138.62
Capital Social	1,501.44	1,401.44	1,401.44	1,461.44	1,431.44	1,461.44
Patrimonio	1,461.63	1,393.28	1,338.60	1,371.62	1,294.54	1,367.72
Estado de Ganancias y Pérdidas (USD MM)						
Ingresos Operacionales	1,350.38	788.87	515.86	500.96	151.41	303.78
Costos Operacionales	1,037.51	561.54	461.92	432.17	167.60	251.66
Utilidad Bruta	312.88	227.32	53.93	68.79	-16.19	52.12
Gasto de Ventas	24.02	55.32	25.39	25.22	14.58	13.44
Gastos de Administración	36.21	32.31	35.82	28.80	12.49	11.55
Resultado de Operación	252.71	139.79	-7.24	14.82	-43.22	27.20
Otros Ingresos y Egresos	-91.65	-83.13	-77.25	-71.45	-36.98	-30.80
Ingresos Financieros	1.28	0.52	0.36	1.59	0.84	1.56
Gastos Financieros	91.38	83.21	77.33	71.58	36.62	33.16
Utilidad Neta	102.63	43.18	-62.40	-41.52	-56.95	-4.89
EBITDA y Cobertura						
Total Ingresos 12m	1,350.38	788.87	515.86	500.96	425.02	653.33
EBIT 12m	252.71	139.79	-7.24	14.82	-60.56	85.23
Depreciación y Amortización 12m	140.79	141.66	143.51	146.84	73.45	73.11
EBITDA 12m	393.50	281.45	136.27	161.66	85.07	231.73
Gasto financiero (12 meses)	91.38	83.21	77.33	71.58	74.66	68.12
Utilidad Neta 12m	102.63	43.18	-62.40	-41.52	-96.52	10.53
EBIT/Gastos Financieros 12m	2.77	1.68	-0.09	0.21	-0.81	1.25
EBITDA/Gastos Financieros 12m	4.31	3.38	1.76	2.26	1.14	3.40
Deuda Financiera / EBITDA 12m	4.68	6.12	11.50	8.65	17.84	5.69
Liquidez (Veces)						
Liquidez General	2.00	1.79	1.54	1.53	1.52	1.62
Prueba Ácida	0.80	0.94	0.64	0.90	0.62	0.71
Capital de Trabajo	259.16	190.16	127.66	170.03	118.32	145.98
Días Inventario en Stock	7	11	11	18	18	14
Días Promedio de Cobro	17	25	19	29	9	0
Ciclo Operativo	24	37	30	42	27	14
Días de Pago a Proveedores	26	32	33	75	32	30
Ciclo de Conversión de Efectivo	-2	5	-4	-32	-5	-16
Solvencia (Veces)						
Deuda Financiera / EBITDA 12m	4.68	6.12	11.50	8.65	17.84	5.69
Deuda Financiera / Pasivo Total	0.95	0.96	0.94	0.85	0.92	0.89
Deuda Financiera neta / Patrimonio	1.26	1.12	1.17	0.87	1.17	0.84
Pasivo Total / EBITDA 12m	4.91	6.39	12.25	10.20	19.45	6.41
Pasivo Total / Patrimonio	1.32	1.29	1.25	1.20	1.28	1.09
Pasivo Total / Capital Social	1.29	1.28	1.19	1.13	1.23	1.08
Cuenta de Reserva	286.94	186.59	188.33	175.45	170.29	184.16
Servicio de Deuda	269.55	266.42	258.72	251.32	256.77	248.41
EBITDA / (Gast F. + Deuda F CP) - 12m	1.46	1.06	0.53	0.64	0.33	0.93
Deuda CP / Deuda LP	0.11	0.12	0.13	0.15	0.12	0.14
Covenant Bonos: DF/Capital+DF <=60%	55.1%	55.1%	52.8%	48.9%	51.5%	47.4%
Rentabilidad (%)						
ROE (12 meses)	7.0%	3.1%	-4.7%	-3.0%	-7.5%	0.8%
ROA (12 meses)	3.0%	1.4%	-2.1%	-1.4%	-3.3%	0.4%
Margen bruto	23.2%	28.8%	10.5%	13.7%	-10.7%	17.2%
Margen operativo	18.7%	17.7%	(1.4%)	3.0%	(28.5%)	9.0%
Margen neto	7.6%	5.5%	(12.1%)	(8.3%)	(37.6%)	(1.6%)
Márgen EBITDA	29.1%	35.7%	26.4%	32.3%	56.2%	76.3%

Fuente: PLNG / Elaboración: PCR