

G

as natural

EN EL PERÚ

Balance oferta-demanda y

PERSPECTIVAS

RAFAEL VERA TUDELA *

Desde la entrada en operación de Camisea en el año 2004, el uso del gas natural es el eje sobre el cual ha girado la transformación de la matriz energética del Perú. Dada la naturaleza no renovable del recurso, el acelerado crecimiento de la demanda doméstica y el compromiso pactado para la exportación, la sostenibilidad de la transformación energética del país en el largo plazo depende de un marco institucional que facilite la formación de precios de mercado que incentiven el uso eficiente del recurso y, consecuentemente, fortalezcan los incentivos para la inversión en exploración e infraestructura (producción, transporte y distribución).

*Especialista Senior en Políticas de Crecimiento Económico del BCRP.
rafael.veratudela@bcrp.gob.pe

¹ El autor agradece los comentarios de Daniel Barco, Jorge Iberico y Fernando Vásquez. El presente artículo es de exclusiva responsabilidad del autor y no necesariamente refleja la posición del BCRP.

RESERVAS DE GAS NATURAL DE CAMISEA

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) reporta una reserva probada del gas natural de Camisea (lotes 88 y 56) de 11,2 TPC² (ver cuadro 1), estimado que representa el 94 por ciento de la reserva probada de gas natural del país, con información disponible al 31 de diciembre de 2009.

Esta información se basa en la certificación realizada por la consultora internacional especializada en hidrocarburos, Netherland, Sewell & Associates, Inc (NSAI), la cual representa un significativo incremento de reservas respecto al estudio de Gaffney, Cline & Associates (GCA) con información al 28 de febrero de 2009 (ver cuadro 2).

De acuerdo con la información provista por NSAI, esta diferencia de reservas se explicaría por el mayor horizonte de tiempo considerado en la estimación³ así como por el avance de los trabajos de exploración realizados en los campos de Camisea durante 2009. En esta línea, dado que la exploración de gas natural en el Perú se encuentra aún en etapa de desarrollo, la certificación de reservas probadas debe interpretarse como una estimación dinámica del rango probable de reservas en función al desarrollo de los actuales y futuros trabajos exploratorios.

Por ello, la estimación de las reservas probadas de 11,2 TPC puede ser interpretada como la actual cota mínima del potencial gasífero económicamente viable de Camisea. Por su parte, sujeto al desarrollo de la inversión en exploración, el estimado 3P (reserva probada, probable y posible) de 18,6 TPC determina la frontera de posibilidades factible de explotación y; por ende, puede interpretarse como la actual cota máxima del potencial gasífero económicamente viable de Camisea.

Como muestra el cuadro 3, las reservas probadas de Camisea se concentran principalmente en el lote 88 (8,7 TPC, 78 por ciento) y tienen como destino principal el mercado doméstico. La reserva probada remanente está en el lote 56 que será destinado íntegramente a la exportación.

DEMANDA DE GAS NATURAL DE CAMISEA

El gas natural en el Perú tiene como principales consumidores a las centrales de generación eléctrica, la industria (manufacturera y petroquímica) y los clientes comerciales, vehiculares y residenciales.

A pesar de que la producción de Camisea durante casi seis años de operación comercial (0,3 TPC) solo representa un consumo del orden de 3 por ciento de la reserva probada actual, existen perspectivas de significativo crecimiento de la demanda doméstica de gas natural en el mediano y largo plazo. Según el MINEM, la demanda de gas natural de Camisea para los próximos 20 años asciende a 10,8 TPC. Así, de acuerdo con los estimados de demanda del MINEM y de oferta de NSAI, la actual reserva probada de Camisea cubriría el consumo interno y el externo contratado por los próximos 20 años (ver gráfico 1).

Sin embargo, existen dos probables fuentes principales de corrección al alza de la actual proyección oficial de demanda:

a) Demandas regionales de gas natural: el planeamiento de expansión del mercado de gas natural nacional incluye la construcción de gasoductos regionales hacia Ica, Chimbote, Ayacucho-Junín y Arequipa-Moquegua. Como referencia, mediante el D.S. 068-2009-EM destinó 1 TPC del lote 88 para el

CUADRO 1 ■ Camisea: recursos de gas natural (TPC)

Recursos de Gas Natural	Definición	Estimado Central	Rango
Volumen Original in Situ	Recursos descubiertos y remanentes.	21,0	15,3 - 24,1
Volumen Recuperable	Recursos descubiertos, remanentes y tecnológicamente recuperables.	16,4	11,6 - 19,1
Reserva 3P (Probada + Probable + Posible)	Reserva cuya probabilidad de recuperar una cantidad igual o mayor al estimado a un costo económicamente viable es 10% o superior.	18,6	n.a.
Reserva 2P (Probada + Probable)	Reserva cuya probabilidad de recuperar una cantidad igual o mayor al estimado a un costo económicamente viable es 50% o superior.	15,9	n.a.
Reserva 1P (Probada)	Reserva cuya probabilidad de recuperar una cantidad igual o mayor al estimado a un costo económicamente viable es 90% o superior.	11,2	n.a.

NOTA: LA INFORMACIÓN DE VOLUMEN ORIGINAL IN SITU, VOLUMEN RECUPERABLE Y RESERVA 2P CORRESPONDE A LA MEJOR ESTIMACIÓN DE ESTAS VARIABLES. LA RESERVA 1P (3P) CORRESPONDE AL ESTIMADO BAJO (ALTO). FUENTE: GCA (2009) Y NSAI (2010)."

² TPC: Tera pie cúbico = 10⁹ pies cúbicos.

³ Las estimaciones de NSAI presentadas corresponden a las reservas totales, recursos recuperables durante la vida económica de los yacimientos. Las estimaciones de GCA corresponden a las reservas recuperables hasta la fecha límite del contrato de licencia (diciembre de 2040 y setiembre de 2044 para los lotes 88 y 56, respectivamente).

futuro Gasoducto Andino del Sur que será puesto en operación en el año 2014 por la empresa Kuntur⁴.

b) Mantenimiento de las tendencias recientes de la generación eléctrica: el estimado de demanda doméstica del MINEM incluye como supuesto un escenario hidrotérmico, de acuerdo con el cual la oferta eléctrica nacional estaría compuesta por fuentes hídricas y térmicas en la misma proporción. Si bien actualmente la generación hidroeléctrica y térmica representan el 49 y 51 por ciento de la oferta eléctrica, respectivamente; desde el inicio del suministro de gas natural de Camisea (agosto 2004) entraron en operación 1 462 MW de potencia eléctrica de los cuales el 84 por ciento corresponden a energía termoeléctrica (1 230 MW adicionales) y solo el 16 por ciento (232 MW) a energía hidroeléctrica. Si esta tendencia continúa, en el futuro una mayor proporción de energía eléctrica sería producida por fuentes térmicas lo que presupone una mayor demanda de gas natural.

En este contexto, es fundamental la aplicación de políticas orientadas a facilitar la formación de precios de mercado que incentiven el uso eficiente del recurso y; consecuentemente, consoliden los incentivos para la inversión en exploración e infraestructura (producción, transporte y distribución).

MEDIDAS RECIENTES PARA GARANTIZAR EL SUMINISTRO DOMÉSTICO

Entre 2009 y el primer semestre de 2010 se registraron situaciones de demanda no satisfecha de gas natural debido a tres factores principales:

- 1) Restricciones de la infraestructura de producción y transporte de gas natural.
- 2) Renuencia inicial del Consorcio Camisea para suscribir contratos por un volumen mayor al comprometido al año 2009 y al estimado de reserva probada de GCA (8,8 TPC).
- 3) Acelerado crecimiento de la demanda doméstica de gas natural asociado a un precio regulado del gas

natural del lote 88 (menor que el precio internacional del gas natural) que, como se señaló anteriormente, incentivó la generación térmica a gas natural en desmedro de la generación hidroeléctrica.

En el contexto descrito, desde el año 2009 el MINEM ha concretado medidas que son resultado de coordinaciones con los operadores locales de gas natural con el objetivo de garantizar el suministro doméstico así como el cumplimiento del compromiso de exportación de este recurso. Las principales medidas incluyen:

i. Compromiso de inversión del Consorcio Camisea y de Transportadora de Gas del Perú (TGP) del orden de US \$ 1 900 millones para la expansión de las capacidades actuales de procesamiento y de transporte de gas natural.

ii. Acuerdo con el Consorcio Camisea, concesionario de los lotes 88 y 56, para orientar exclu-



La agenda pendiente incluye la formación de precios de mercado que incentiven el uso eficiente del recurso.



CUADRO 2 ■ Camisea: recursos de gas natural (TPC) - Certificaciones 2009-2010

Compañía Certificadora	Reserva Probada (1P)	Probada + Probable (2P)	Probada + Probable + Posible (3P)	Volumen Recuperable	Volumen Original in Situ
Netherland, Sewell & Associates, Inc. (2010)	11,2	15,9	18,6	16,4	21,0
Gaffney, Cline & Associates (2009)	8,8	11,0	12,2	13,0	17,4
Variación (TPC)	2,4	4,9	6,4	3,4	3,6
Variación (%)	27,1	44,3	52,8	26,1	20,8

NOTA: LA INFORMACIÓN DE GAS ORIGINAL IN SITU, VOLUMEN RECUPERABLE DE GAS Y RESERVA 2P CORRESPONDEN A LOS ESTIMADOS DE MAYOR PROBABILIDAD. LA RESERVA 1P (3P) CORRESPONDE AL ESTIMADO BAJO (ALTO). FUENTE: GCA (2009) Y NSAI (2010).

⁴ Inversión del orden de US \$ 3 mil millones para la construcción de un gasoducto desde Camisea hasta Mollendo (Arequipa) e Ilo (Moquegua) con una capacidad inicial de transporte de 400 MMPCD y un poliducto para transportar los líquidos provenientes del lote 58.

CUADRO 3 ■ Camisea: distribución de recursos de gas natural (TPC)

	Reserva Probada	Probada + Probable (1P)	Probada + Probable + Posible (2P)	Volumen Recuperable (3P)	Volumen Original in Situ
Camisea	11.2	15.9	18.6	16.4	21.0
Lote 88	8.7	12.3	14.6	12.6	16.2
Lote 56	2.4	3.7	4.0	3.9	4.8

NOTA: LA INFORMACIÓN DE VOLUMEN ORIGINAL IN SITU, VOLUMEN RECUPERABLE Y RESERVA 2P CORRESPONDE A LA MEJOR ESTIMACIÓN DE ESTAS VARIABLES. LA RESERVA 1P (3P) CORRESPONDE AL ESTIMADO BAJO (ALTO). FUENTE: GCA (2009) Y NSAI (2010).

sivamente los recursos del lote 88 al mercado interno hasta, por lo menos, el año 2015. Este acuerdo permite suscribir contratos de abastecimiento por un mínimo de 150 MMPCD⁵ en el corto plazo.

iii. Compromiso del Consorcio Camisea para invertir US \$ 200 millones en exploración en el lote 56 entre 2010 y 2015 para acelerar e incrementar la certificación de su reserva probada.

iv. Compromiso de Repsol-YPF, concesionario del lote 57, para destinar exclusivamente al mercado interno las reservas de este yacimiento (2 TPC, aproximadamente) a partir del año 2012.

v. Programación de Petrobras, concesionario del lote 58, para informar el estimado de reservas probadas de este yacimiento a fines del año 2010.

vi. Actualización de estudio de certificación de reservas de los yacimientos de Camisea por parte de NSAI y publicado en mayo de 2010.

Estas medidas flexibilizan significativamente las tres restricciones mencionadas en el corto y mediano plazo. En particular:

1) Mitigan las restricciones al suministro impuestas

por la infraestructura:

El plan de inversión en infraestructura comprometido implica la ampliación de la capacidad de producción (actualmente en 1 160 MMPCD) y de la capacidad de transporte de gas natural (recientemente expandido a 450 MMPCD) hasta 1 680 y 1 540 MMPCD al año 2012, respectivamente, lo que posibilitará incrementar el suministro del recurso acorde al crecimiento de las reservas probadas.

En la práctica, la programada ampliación de la infraestructura permitirá aumentar el suministro de gas natural para el mercado doméstico hasta 920 MMPCD al año 2012 de forma que, aproximadamente, 620 de los 1 540 MMPCD de la futura capacidad sean destinados a la exportación.

2) Liberan recursos para suscribir nuevos contratos para el mercado doméstico:

i. El incremento de la reserva probada de Camisea de 2,4 TPC liberaría recursos para el mercado doméstico en el corto plazo.

ii. Dado que el lote 56 mantendrá su orientación exclusiva al mercado externo y que el programa de



CAMISEA. La promesa del gas natural.

⁵ MMPCD = Millones de pies cúbicos diario.

inversión en el desarrollo del campo está en proceso, la exploración exitosa de este lote podría liberar el total de recursos del lote 88 si la reserva 3P (4,0 TPC) del lote 56 se convierte en reserva probada con lo que este yacimiento podría cumplir virtualmente con el íntegro del compromiso de exportación.

iii. En el corto plazo, la orientación exclusiva del lote 88 al mercado interno hasta por lo menos el año 2015, permite suscribir nuevos contratos de suministro por una capacidad no menor a 150 MMPCD, de los cuales 125 MMPCD estarían destinados para generadores eléctricos como mínimo lo que permitirá aumentar la capacidad de generación eléctrica en un rango de 500 MW – 750 MW (entre 10 y 15 por ciento de la oferta total)⁶. La primera subasta realizada después de los referidos acuerdos por el Consorcio Camisea asignó 87 MMPCD y se espera una próxima licitación por 85 MMPCD adicionales. Debido a que el precio del lote 88 es regulado, estas subastas utilizan criterios de eficiencia como factor de competencia, por lo que el escenario probable es la entrada en operación de generadores eléctricos a ciclo combinado.

Cabe señalar que actualmente se llevan a cabo las negociaciones entre PERUPETRO y el Consorcio Camisea, en el marco del DS N° 053-2010-EM, con la finalidad de modificar el contrato de explotación, de tal manera que la totalidad del gas del lote 88 se destine al mercado interno⁷.

iv. La gradual orientación de las reservas del lote 57 para el mercado doméstico y, adicionalmente, la futura certificación de reservas del lote 58 operado por Petrobras programada para fines de 2010, implicarían un incremento de aproximadamente 3,5 TPC de la reserva probada disponible para el consumo interno a partir del año 2012. En el corto plazo, la concreción de la futura entrada en operación del lote 57 desde 2012 generará un margen para suscribir contratos por 155 MMPCD adicionales. Según el MINEM, Repsol YPF realizaría una primera licitación antes de agosto de 2010, subasta cuyo factor de competencia sería el precio del gas en boca de pozo.

3) Facilitan la transición hacia la formación de precios de mercado de gas natural:

i. Dado que el único precio regulado de gas natural es el proveniente del lote 88, el precio doméstico promedio de gas natural se transformará gradualmente en un precio de mercado en función a la entrada en operación del resto de lotes gasíferos (e.g. lotes 57 y 58)

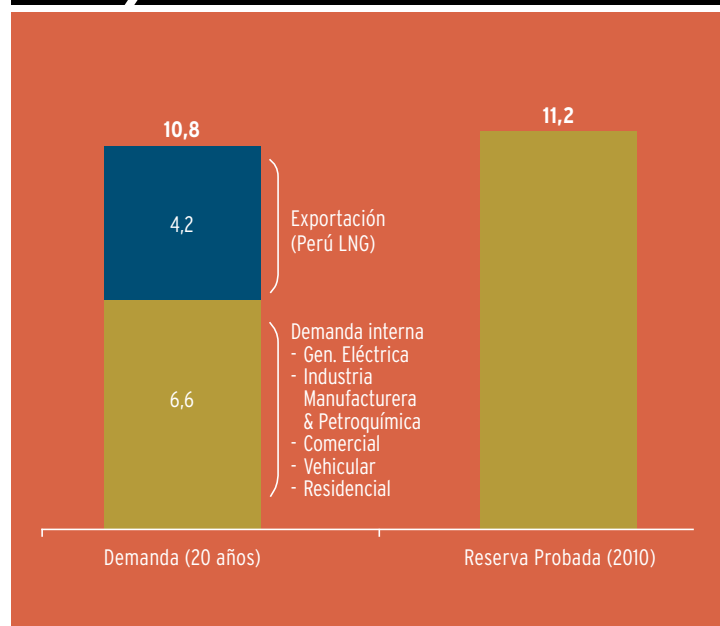
ii. En esta línea, dadas las perspectivas de crecimiento de la demanda doméstica, es probable que

existan futuros incrementos del precio promedio de gas natural que, consecuentemente, incentivarán el uso eficiente del recurso.

En el balance, se destaca que la reciente certificación de reservas de Camisea y los avances de los trabajos de exploración en otros yacimientos sugieren la existencia de un potencial gasífero nacional que permitiría abastecer la demanda doméstica en el largo plazo. Así, en el escenario más optimista, si se certifican todas las reservas 3P de Camisea (18,6 TPC), se concretan los estimados preliminares de las reservas de los lotes 57 y 58 (3,5 TPC) y no se suscriben nuevos contratos de exportación, existiría una reserva de gas natural disponible para el consumo interno del orden de 17,9 TPC (Lotes 88 y 56: 18,6 TPC + Lotes 57 y 58: 3,5 TPC – Exportación: 4,2 TPC). Asumiendo una capacidad de suministro del orden de 1 500 MMPCD, estas reservas podrían abastecer el mercado doméstico hasta el año 2050.

A pesar de ello, con la finalidad de garantizar la sostenibilidad del recurso en el largo plazo, la agenda de política pendiente debería incluir la consolidación de la formación de precios acorde a condiciones de mercado que incentiven el uso eficiente del recurso y, consecuentemente, fortalezcan los incentivos para la inversión en exploración e infraestructura. ■

GRÁFICO 1 ■ Demanda total y reserva probada de Camisea (TPC)



FUENTE: MINEM Y NSAI (2010)

⁶ Considerando un despacho adicional de 125 MMPCD, la cota máxima (750 MW) supone que las nuevas centrales operan a ciclo combinado (consumo específico: 7,0 MMBTU/MWh) mientras que la cota mínima (500 MW) supone que las nuevas centrales operan a ciclo simple (consumo específico: 10,0 MMBTU/MWh).

⁷ Adicionalmente, PERUPETRO viene negociando el aumento de las regalías para que aquellas que se pagan por la exportación no sean menores a las que se pagan por el consumo doméstico, en el marco de lo dispuesto por el DS N° 039-2010-EM.