

El gran fraude de la exportación de gas*

Humberto Campodónico Sánchez

Sumilla

La exportación del gas de Camisea ha preocupado a los peruanos desde que entró al debate energético y político en los años 2002 y 2003, durante la presidencia de Alejandro Toledo. En esos años, Pedro Pablo Kuczynsk fue, primero, ministro de Economía, y, después, presidente del Consejo de Ministros. Muchos son los temas a discutir pues la ciudadanía aún no tiene un balance claro sobre lo sucedido, sus implicancias actuales y, lo más importante, lo que se nos viene para el futuro.

En este artículo presentamos algunos aspectos cruciales sobre la gran cantidad de irregularidades en los contratos de exportación del gas de Camisea. El tramado se concentra en dos gobiernos: el de Alejandro Toledo (2001-2006) y el de Alan García (2006-2011). El gobierno de Ollanta Humala (2011-2016), sobre este tema, planteó serias e importantes reivindicaciones durante la campaña electoral para revertir las malas prácticas, como lo demostró el proceso de arbitraje en el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (Ciadi) desde el 2012-2013. Pero después de ese arbitraje, que fue ganado por Perupetro, no se corrigieron las irregularidades sobre la exportación del gas.

EN LA CAMPAÑA PRESIDENCIAL DEL 2016, dos partidos políticos criticaron los contratos de exportación del gas de Camisea: el Frente Amplio (del cual saldría el Movimiento Nuevo Perú) y Acción Popular. Estas críticas fueron rechazadas por el entonces candidato Pedro Pablo Kuczynski (PPK), quien, una vez elegido presidente, nada hizo para revertir esta situación durante los 19 meses de su gestión.

En este artículo presentamos solo dos temas materia de esta controversia. De un lado, el carácter privado que ha tomado el manejo de los asuntos energéticos en el país y sus consecuencias; de otro, y justamente debido a eso, un análisis de los contratos para la exportación, así como sus impactos negativos.

Antecedentes

La empresa Shell, con inversiones de US\$ 456 millones, había encontrado en el lote 88 reservas de gas de 8.8 trillones de pies cúbicos (TCF). En el año 2000, el lote 88 pasó a licitación luego de que no se alcanzara un acuerdo con Shell para su explotación, por lo que el lote revirtió gratis al Estado, de acuerdo a lo establecido en el contrato que se tenía con la empresa. La licitación fue ganada por el Consorcio Camisea (CC), formado por Pluspetrol (Argentina),

* En este artículo ha participado en la redacción y elaboración estadística, el economista César Carrera Vásquez.

Hunt Oil (EE.UU.), SK (Corea del Sur) y Tecpetrol (más adelante ingresaron la estatal Sonatrach de Argelia y Repsol de España). Este gas estaba destinado exclusivamente para atender el mercado interno.

La controversia que analizamos no trata del lote 88, sino del lote 75 (llamado lote 56 después del 2001), firmado entre Perupetro y Shell en marzo de 1997. Shell invirtió en él US\$ 60.7 millones de 1997 al 2000, encontrando 2.75 TCF de reservas de gas.

En marzo del 2001, Shell devolvió el lote 75 a Perupetro debido a que, de un lado, la cantidad de reservas descubiertas era relativamente pequeña y no justificaba la construcción de un nuevo gasoducto a la Costa, adicional al que ya estaba construyendo el CC para el lote 88. Por otra parte, Shell no podía utilizar ese gasoducto porque el CC tenía una cláusula de exclusividad de 10 años para el uso de los ductos. En otras palabras, no había «acceso abierto» (*open access*, en inglés).

Así las cosas, las reservas del lote 75 (en adelante lote 56) también revirtieron gratis al Estado, tal como ya había sucedido con el lote 88.

Tocaba al Estado, entonces, decidir qué hacer con las reservas probadas. Lo más sensato era llamar a una licitación pública internacional, tal como se había hecho con el lote 88. Pero las condiciones para una licitación internacional del lote 56 tenían el mismo problema que obligó a Shell a devolverle el lote a Perupetro: la cláusula de exclusividad por 10 años del gasoducto del lote 88. En ese momento, el gobierno pudo haber buscado una solución con el objetivo de promover la competencia y evitar un monopolio en la explotación del gas de los dos más grandes yacimientos de Camisea de ese momento: el lote 88 y el lote 56.

Sin embargo, esto no se hizo y el gobierno llevó a cabo una negociación directa con el CC, que ya tenía el contrato del lote 88¹.

¹ «El ex ministro de Energía y Minas, Jaime Quijandria se defendía arguyendo que por aquel entonces se le entregó la adjudicación del lote 56 al consorcio liderado

Así, en julio del 2004 se suscribió el contrato de licencia del lote 56 con el CC, aprobado por el Decreto Supremo (DS) n° 003-2004-EM del 25 de agosto del 2004.

Es importante señalar que, dentro del CC, hubo diferencias en los objetivos que debía tener la producción del lote 56. Para Pluspetrol, tal como lo manifestó en su *position paper* del 2003, el objetivo central era seguir garantizando el abastecimiento de mercado interno. Muy distinto era el objetivo de otro de los socios importantes, Hunt Oil, que desde un inicio planteó que este gas debía destinarse a la exportación.

En una próxima publicación analizaremos en detalle, de un lado, la modificación de una serie de leyes y decretos supremos que tuvieron como objetivo permitir la exportación del gas natural, y, de otro, la actuación de diferentes *lobbies* que, incluso desde dentro del gobierno, promovieron la exportación a terceros países.

Los cinco contratos para la exportación del gas

En el 2003 se formó Peru LNG², empresa que contaba entre sus socios principales a Hunt Oil (50%), SK Energy (20%) y Repsol (20%), todos ellos accionistas de los contratos de los lotes 88 y 56. El cuarto socio fue Marubeni LNG, de Japón (10%).

Los contratos firmados para la exportación del gas del lote 56 son:

1. Contrato de licencia entre Perupetro y el CC para la explotación del Lote 56. Firmado en julio del 2004 y aprobado

por Pluspetrol, por la sencilla razón 'que era el único consorcio que se presentó a la subasta internacional'. Sin embargo, si Perupetro S.A. invitó a participar en la licitación del lote 56 a varias empresas, es hasta la actualidad un hecho incierto». Ver: Gamboa, César; Cueto, Vanessa; y Dávila, Jimpson. *Análisis de los contratos del gas de Camisea: Lecciones aprendidas sobre cómo negociar con nuestros recursos naturales (Lotes 88 y 56)*. Lima: Derecho, Ambiente y Recursos Naturales (DAR), 2008. En: goo.gl/ZmtNvr

² Sin embargo, ya desde el 2001 existen diferentes iniciativas lideradas por Hunt Oil para hacerse cargo del lote 56 y lograr la exportación.

- por el DS-003-2004-EM del 25 de agosto del 2004. Aquí se establece la fórmula para el pago de la regalía al Estado, lo que analizaremos más adelante.
2. Contrato de inversión entre el Estado peruano –a través de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del Ministerio de Energía y Minas (MEM)– y Peru LNG. Firmado en enero del 2006, con una inversión de US\$ 3800 millones para la construcción de una planta de licuefacción de gas natural, un gasoducto de 408 km y un puerto de embarque para los buques transportadores de Gas Natural Licuefactado (a partir de ahora LNG, por sus siglas en inglés).
 3. Contrato de venta de LNG entre Peru LNG y el agente vendedor en el extranjero, Repsol (denominado *offtaker*, en inglés). En el contrato Sales and Purchase Agreement (SPA) –firmado en junio del 2005– se pactó el precio de venta del LNG al *offtaker* Repsol. En el 2014, Shell le compró a Repsol el contrato de comercialización.
 4. Acuerdo de suministro de gas natural entre el CC y Peru LNG por 18 años, firmado en febrero del 2006, más conocido como Gas Supply Agreement (GSA, en inglés). Se firmó el GSA con el lote 88 y el lote 56 para proveer a Peru LNG de 620 millones de pies cúbicos diarios (Mmpcd), bajo un esquema de *take or pay*, lo que equivale a 4.2 TCF de reservas de gas natural en el periodo de 18 años.
 5. Contrato de venta de LNG suscrito en setiembre del 2007 entre Repsol y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México por 15 años por un total de 2.73 TCF. Repsol venderá el gas a la CFE al precio del 91% del Henry Hub. El excedente que obtenga Repsol (4.2 – 2.73 TCF) podrá ser vendido por Repsol/Shell en el mercado *spot* (arbitraje).

Puede apreciarse que Perupetro, ente negociador de los contratos, solo participa de manera directa en el contrato de

licencia (contrato n° 1). De su lado, el Estado, a través de la DGH del MEM, participa en el contrato con Peru LNG (contrato n° 2), otorgando garantías jurídicas a la inversión, así como una serie de incentivos, principalmente tributarios. No hay participación de la estatal Petroperu en ningún segmento de la cadena de valor.

No existe ninguna participación del gobierno ni de Perupetro en los contratos n° 3 y n° 4, ya que son contratos entre empresas privadas.

En el contrato n° 5, entre Repsol y la CFE, ni el gobierno peruano ni Perupetro intervinieron en la firma de este contrato, lo cual lesiona la soberanía nacional. Este contrato no tuvo una cláusula de indexación del precio del gas natural al de un sustituto equivalente en petróleo. Esta cláusula es de uso común en estos contratos de compra y venta de gas natural pues otorga un equilibrio contractual que permite proteger los intereses económicos de los vendedores y de los compradores ante una eventual alza o baja desmesurada de los precios de venta del gas natural³. La falta de esta cláusula determinó ingentes pérdidas para el Estado peruano, pues el precio en México descendió a los US\$ 3/ Mmbtu debido a la aparición del *shale gas* en el mercado de EE.UU. (ver el recuadro: La fórmula *netback*).

La metodología de la fórmula *netback*

Las irregularidades para la exportación del gas se sustentan en tres fórmulas para determinar: 1) el precio final de venta del gas, 2) el monto de los costos que se deben considerar (fórmula *netback*) y 3) el precio a considerar para el cálculo de la regalía que se debe pagar al Estado.

Comencemos por la fórmula *netback*. A diferencia de los precios de venta del petróleo, cuyo precio está claramente determinado

³ Ver: Campodónico, Humberto. «Exportación de gas: contratos privados, pérdidas públicas». *cristaldemira.com*, Lima, 15 de agosto del 2016. En: goo.gl/NPC4p5 El tema será analizado en detalle en una próxima publicación.

en los mercados mundiales y tiene cotizaciones diarias, el precio de venta del LNG se determina de una manera distinta debido a las singularidades de este mercado. Veamos.

Para conocer el precio de venta del gas natural hay que tener en cuenta dos precios: el precio de venta en el destino final (es decir, el precio, digamos en Japón, que reporta el *offtaker* –Repsol–) y el precio en boca de pozo (es decir, el monto que recibe el productor por la venta del gas –el CC– a partir del cual se debe pagar la regalía al Estado).

Veamos el gráfico n° 1. En la columna 1 están los precios de venta en el destino final: Japón, España, Corea del Sur y México. En Asia se paga el mejor precio, en España un precio intermedio y en México los precios son menores. Esto tiene que ver con la distancia y las mayores o menores necesidades de demanda.

Gráfico n° 1

Cálculo del precio en boca de pozo por diferentes destinos de exportación a través de la regla netback (en US\$/MMBTU)

	Precio de venta	Costo de regasificación	Costo de embarcación	Costo de licuefacción	Costo de transporte	Precio en boca de pozo
Japón	15.5	0.35	1.80	0.86	0.99	11.3
España	10.7	0.35	0.80	0.86	0.99	7.7
Corea	15.9	0.35	1.80	0.86	0.99	11.9
México	3.12	0.30	0.70	0.90	0.99	0.23

Fuente: Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería (Osinermin). *Reporte de Análisis Económico Sectorial, Sector Gas Natural. Año 1 - N° 1*. Lima: Osinermin, 2012.

Tomado de GART - Pliego Tarifario (a enero del 2012), Razavi (2009), Simmons & Co. International (2005), Perupetro - Regalías por gas natural y Vásquez y García (2004).

En la columna 6 vemos el precio en boca de pozo en dólares por millón de BTU (en adelante US\$/Mmbtu), al cual se llega después

de descontar todos los costos incurridos entre los dos extremos. Estos son los siguientes:

1. Columna 5: costo de US\$ 0.99 por transporte en gasoducto desde la boca de pozo en el lote 56 de Camisea hasta la planta de licuefacción de Peru LNG en Pampa Melchorita (Cañete).
2. Columna 4: costo de US\$ 0.86 por el proceso de licuefacción que realiza Peru LNG. Este proceso transforma al gas en líquido (lo licuefacta), reduciendo en 600 veces el volumen a transportar.
3. Columna 3: costo de transporte del LNG. El costo más caro corresponde a Japón y Corea del Sur, mientras el más bajo es a México, siendo España el costo intermedio.
4. Columna 2: costo de US\$ 0.35 por regasificación en el destino final. Con este proceso el LNG recupera su estado gaseoso natural.

Se aprecia aquí que la mayoría de los costos de la fórmula *netback* son similares en los diferentes destinos. La excepción es el transporte. La fórmula *netback* total es US\$ 4 para Japón y Corea del Sur, y US\$ 2.89/ Mmbtu para México.

La fórmula *netback*

A este proceso de determinación de los precios se le denomina fórmula *netback* y su cálculo constituye un arreglo contractual en el cual el precio del gas en boca de pozo se determina a partir de los costos incurridos en el procesamiento y transporte de los productos. Al usar la fórmula *netback*, el productor-procesador comienza con el precio de venta del gas en el destino final y luego procede a restar los costos para determinar el valor del gas en boca de pozo, una vez completados y pagados los costos intermedios. En esencia, es un cálculo *hacia atrás* del precio, que comienza desde el precio en el mercado final hasta llegar al precio que se paga en boca de pozo. Para mayor información, ver: goo.gl/MS5idf

Los precios según el contrato n° 4 de Camisea

Así, se esperaría que el cálculo del precio en boca de pozo para la exportación seguiría el mismo camino. Pero eso no ha sucedido. De acuerdo al contrato n° 4, Peru LNG compra el gas natural del lote 56 del CC a un precio acordado entre las partes mediante el llamado Gas Supply Agreement (GSA), el mismo que se sintetiza en el cuadro n° 1.

En la columna 1 del cuadro se aprecian los llamados Valores de Referencia (VR) del gas en el mercado de destino final, desde US\$ 2 hasta US\$ 10/ Mmbtu. Estos VR, o precios, son reportados por publicaciones especializadas a partir de las cotizaciones diarias en los distintos mercados.

En la columna 2 se aprecian los Precios de Contrato (PC), es decir, el precio al cual Peru LNG adquirirá el gas del lote 56 del CC. Ese PC equivale al precio en boca de pozo y debiera calcularse restándole al VR los costos incurridos de acuerdo a la fórmula *netback* que hemos analizado.

Pero no es esto lo que sucede, ya que los PC están muy por debajo de lo que debieran ser, ya que se utiliza una fórmula *netback* que incrementa los costos verdaderamente incurridos y, por tanto, disminuye el valor de los PC.

Para poder explicar con claridad este aumento desmesurado de los costos de la fórmula *netback*, hemos elaborado las columnas 3, 4 y 5. En la columna 3 hemos calculado los costos intermedios de la fórmula *netback* de los contratos firmados entre el CC y Peru LNG. En la columna 4 hemos calculado la fórmula *netback* que llamamos «verdadera» –en este caso los costos de la exportación a México– pues está directamente relacionada con los costos incurridos que ya hemos analizado en el gráfico n° 1. En la columna 5 están nuestros cálculos sobre lo que debió ser el PC y que llamamos «nuevo PC».

Puede apreciarse que el PC de la columna 2 es muy inferior al de la columna 5. Digamos, desde ya, que esto va a determinar

Cuadro n° 1
Valores de referencia, precios del contrato, netback arbitrario,
netback «verdadero» y nuevo PC
(en US\$ por Mmbtu)

1	2	3 (1 - 2)	4	5 (1 - 4)
Valor de referencia	Precio del contrato	Netback arbitrario	Netback «verdadero»	Nuevo PC
2	0.06	1.94		
2.5	0.09	2.41		
3	0.12	2.88	2.88	0.12
3.5	0.15	3.35	2.88	0.62
4	0.159	3.841	2.88	1.12
4.5	0.243	4.257	2.88	1.62
5	0.514	4.486	2.88	2.12
5.5	0.796	4.704	2.88	2.62
6	1.104	4.896	2.88	3.12
6.5	1.413	5.087	2.88	3.62
7	1.722	5.278	2.88	4.12
7.5	2.03	5.47	2.88	4.62
8	2.339	5.661	2.88	5.12
8.5	2.648	5.852	2.88	5.62
9	2.956	6.044	2.88	6.12
9.5	3.265	6.235	2.88	6.62
10	3.574	6.426	2.88	7.12

Fuente: Contrato del lote 56 y cálculos de elaboración propia.

que la regalía pagada al Estado sea mucho menor, ya que se va a calcular a partir del PC de la columna 2 y no del PC de la columna 5.

Vamos ahora al detalle. El problema es que los valores del PC de la columna 2 se establecen de manera arbitraria y no a partir de los costos reales incurridos que vimos en el gráfico n° 1. Por ejemplo, si se tratara de la exportación a México, la fórmula *netback* debería ser siempre US\$ 2.89/Mmbtu. Y si la exportación fuera a Japón, entonces la fórmula *netback* debería ser siempre US\$ 4/Mmbtu.

Pero esto no es así. En la «tablita» de los contratos entre el CC y Peru LNG se establece una fórmula *netback* que nada tiene que ver con los costos incurridos. Por ejemplo, cuando el VR es US\$ 5/Mmbtu, el PC (columna 2) es 0.514/Mmbtu, lo que proviene del hecho de que la fórmula *netback* del contrato se ha elevado hasta US\$ 4.486/Mmbtu (columna 3), mientras que la fórmula *netback* «verdadera» es solo US\$ 2.88. Esto quiere decir que la fórmula *netback* se ha aumentado en US\$ 1.6/Mmbtu. Es por eso que a ese *netback* de la columna 3 le llamamos «*netback* arbitrario».

La diferencia es aún mayor cuando el VR es US\$ 10/Mmbtu: el PC del contrato es US\$ 3.574/Mmbtu (columna 2), cuando debería ser US\$ 7.12/Mmbtu (columna 5). La diferencia es del 100%, tal como se aprecia.

Conclusión: los costos intermedios, fórmula *netback*, ya no se determinan de acuerdo a los «costos reales incurridos». Ahora lo que prima son valores arbitrarios que perjudican al Estado, porque la regalía se va a calcular sobre un precio más bajo⁴. ¿Por qué aceptó estos valores el Estado? Quizá porque no tenía ni idea de lo que se negociaba en un contrato entre privados. ¿Y por qué los aceptó el CC, quien también recibe un menor precio en boca de pozo? No lo sabemos.

Nótese también que cuando los VR son menores a US\$ 3 por millón de BTU, los PC son aún más bajos. Si el precio es igual o menor a US\$ 2 por millón de BTU, se considera que el PC es de 0.06 por millón de BTU, lo que casi no deja margen de ganancia y,

⁴ Estamos realizando los cálculos correspondientes para ver cuáles hubieran sido los ingresos por exportaciones con la fórmula *netback* «verdadera».

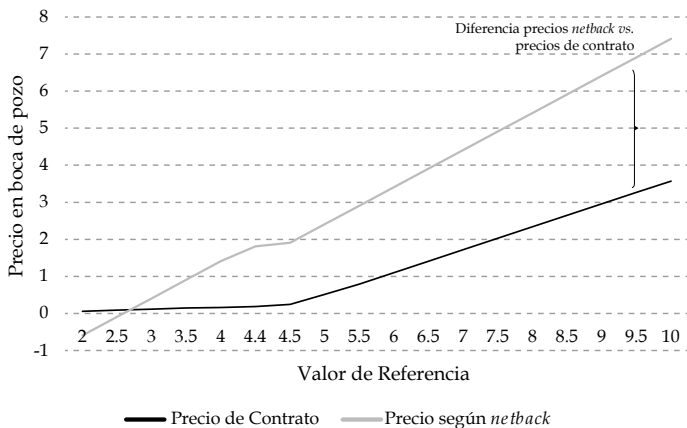
lo que es relevante, que la regalía que se le debe pagar al Estado también va a ser muy baja⁵, como se verá en el próximo acápite.

Lo mismo se aprecia en el siguiente gráfico, el cual muestra que, a medida que se incrementan los precios del gas natural (Valor de Referencia), aumenta también el precio que se paga por el gas en boca de pozo (línea gris oscura). Así pues, si en lugar de haber definido costos *netback* arbitrarios se hubieran determinado mediante los costos realmente incurridos, estos PC serían mayores (línea gris clara).

Esto es de gran importancia para el Estado ya que mientras mayor sea la valorización del gas natural en boca de pozo, mayor serán las regalías recolectadas.

Gráfico nro. 2

Comparación precio en boca de pozo según Precio de Contrato (PC) vs. regla del netback (valores en US\$/Mmbtu)



Fuente: Contrato del lote 56 y cálculos de elaboración propia.

⁵ «El precio pactado por MMBtu está establecido en una tabla, en función al precio de referencia del mercado de destino final del gas. Con un piso de 2.00 US\$/MMBtu como Valor de Referencia (VR), el precio del contrato sería US\$0.06, el cual se irá incrementando gradualmente, conforme lo haga el VR». Ver: Apoyo y Asociados. *Financiamiento Estructurado Pluspetrol Lote 56*. Lima: Apoyo y Asociados, 2015. En: goo.gl/yqbiQh

Las regalías y el Valor Mínimo de Valorización (VMV)

Vayamos ahora al pago de las regalías, de acuerdo a lo establecido en el contrato entre Perupetro y el CC por el lote 56 (contrato n° 1). Las regalías se pagan como un porcentaje del precio realizado, el cual correspondería al Precio del Contrato (PC). Esto quiere decir que las regalías no se pagan sobre el Valor de Referencia (VR), sino sobre el PC que, como ya hemos visto, se determina tomando en cuenta costos de la fórmula *netback* que son mucho más altos de los realmente incurridos.

Esta metodología para determinar la regalía no utiliza la legislación existente: el DS-049-93-EM, ni las que se adicionan por medio del DS-017-2003-EM. Lo que quiere decir que se ha utilizado una «metodología» *ad hoc* sin base legal⁶.

En el cuadro n° 2 tenemos en la columna 1 los VR en US\$/Mmbtu, al igual que en el cuadro n° 1. Lo mismo sucede con los precios del contrato de la columna 2.

En la columna 3 tenemos el llamado Valor Mínimo de Valorización (VMV), que se utiliza cuando el VR está por debajo de US\$ 4/Mmbtu. En esos casos se fija un piso para el PC y, también, para el valor a partir del cual se calcula la regalía al Estado.

El principal problema es que cuando los VR son inferiores o iguales a US\$ 4/Mmbtu, el negocio de la exportación de gas tiene una rentabilidad descendiente para Peru LNG y, también, para el Estado, pues el monto a partir del cual se calcula la regalía tendría valores de PC de 0.06, 0.12 y 0.16 para VR de US\$ 2, 3 y 4/Mmbtu, respectivamente.

⁶ «La metodología utilizada en estos contratos ha sido introducida por medio del DS N° 006-2006-EM que no modifica los reglamentos existentes, sino que modifica el contrato en lo que a regalías respecta. Lo cual quiere decir que es una metodología dada en exclusiva para el Contrato de Licencia de Explotación en el Lote 88 y para Proyectos de Plantas de Gas Natural Licuefactado. Esta nueva metodología ha permitido que las empresas, en desmedro de los intereses del Estado peruano, reciban más de las ganancias debidas según la legislación de hidrocarburos al momento de aprobarse los contratos». Ver: Gamboa, César; Cueto, Vanessa; y Dávila, Jimpson. *Análisis de los contratos del gas de Camisea: Lecciones aprendidas sobre cómo negociar con nuestros recursos naturales (Lotes 88 y 56)*. Lima: Derecho, Ambiente y Recursos Naturales (DAR), 2008. En: goo.gl/ZmtNvr

Cuadro n° 2
PC y VMV para el cálculo de regalías (US\$/Mmbtu)

VR	Precio del contrato	Valor Mínimo de Valorización	Precio realizado	% Regalías	Valor de regalía
2	0.06	0.20	0.20	30%	0.06
3	0.12	0.50	0.50	30%	0.15
4	0.16	0.53	0.53	30%	0.16
5	0.51	0.63	0.63	38%	0.24
6	1.10	0.79	1.10	38%	0.42
7	1.72	0.97	1.72	38%	0.65
8	2.34	1.18	2.34	38%	0.89
9	2.96	1.47	2.96	38%	1.12
10	3.57	1.76	3.57	38%	1.36

Fuente: Contrato lote 56.

Es por eso que se establecen VMV algo mayores, 0.20, 0.50 y 0.53 para los PC de 0.06, 0.12 y 0.16 por millón de BTU, respectivamente. Así las cosas, el monto de la regalía a pagarse al Estado sería de 0.06, 0.15 y 0.16, cuando los VR son 2, 3 y 4 por millón de BTU, respectivamente.

La cuestión es que las regalías de este rango de precios son mucho menores a las que se pagan por el gas que se consume en el mercado interno, cuyo precio promedio es de US\$ 1.50 por millón de BTU. Lo que esto quiere decir también es que no sería rentable exportar LNG para VR menores a US\$ 2.89/Mmbtu, pues en ese caso el PC desciende a niveles ínfimos. Ojo, esto es muy importante⁷.

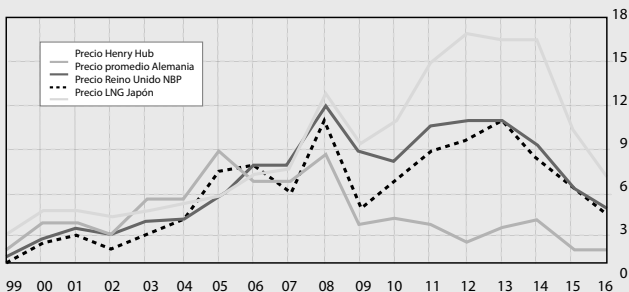
⁷ Cabe señalar que Peru LNG cuenta con un mecanismo de compensación con Repsol –y ahora con Shell– bajo el cual se asegura un precio mínimo de venta de US\$2.25 por millón de BTU, reduciendo así su riesgo.

Un problema que agrava lo anterior, y que se verá en el próximo acápite, es que los precios del marcador Henry Hub al cual Repsol le vende el gas a la CFE, tuvieron una disminución dramática desde el 2008 debido a que en EE.UU. se comenzó a producir gas esquisto o *shale gas*. (Ver recuadro).

El shale gas y los precios Henry Hub

En el 2007, el precio acordado entre Repsol y la CFE para exportar el gas del lote 56 fue el 91% del precio del Henry Hub, que es el precio de referencia (también llamado precio marcador) de EE.UU. y de México. En esos años, el Henry Hub era de US\$ 7 a 8 por millón de BTU, similar al de otros mercados, como Japón, Alemania y España.

Sucede, sin embargo, que, a partir del 2009, el Henry Hub descendió bruscamente a niveles cercanos a los US\$ 3/Mmbtu, mientras que los precios de los otros mercados subieron a niveles de US\$ 10 a 11 por millón de BTU, alcanzando los US\$ 16 por millón de BTU en Japón¹.



La exportación del lote 56 comenzó en el 2010, pero no se dirigió en gran medida a México, pues el terminal de regasificación de Manzanillo recién se concluyó a mediados del 2012. Es por ello que las exportaciones de esos años se dirigieron a los mercados que pagaban más altos precios y, por tanto, mayores regalías². Esta situación terminó en el 2013, pues ahora sí la mayoría de los embarques se dirigieron a México, de acuerdo al contrato con la CFE, donde se les pagaba el 91% del Henry Hub. Por ello las regalías comenzaron a disminuir, como se aprecia en el cuadro n° 3.

¹ Ver: Campodónico, Humberto. «Exportación de gas y ausencia del Estado». *La República*, Lima, 11 de abril del 2018. En: goo.gl/e8xvCa

² Volvemos a hacer notar que estas regalías se calculan sobre la base de los PC, que se basan en el *netback* arbitrario.

Ahora bien, cuando los VR son superiores a US\$ 5 por millón de BTU, entonces sí se calcula la regalía tomando en cuenta los PC. En este caso encontramos el mismo problema que ya hemos analizado antes: estos PC son bajos porque los *netback* arbitrarios son elevados. Por tanto, las regalías a ser pagadas son también bajas.

El menor pago de regalías por US\$ 1056 millones

En la columna «Regalías *netback* arbitrario» están los montos efectivamente recaudados, de acuerdo al *netback* arbitrario. Esos montos tienen un fuerte descenso a partir del año 2013 hasta el 2016 debido, justamente, a la baja del precio Henry Hub, lo que se agrava con el *netback* arbitrario. En total, desde el 2011 al 2017 el Estado recibió US\$ 1042 millones.

Antes de pasar a la siguiente columna, debemos subrayar con fuerza un hecho de la más alta importancia, pero que no podemos desarrollar extensamente en este artículo. Se trata de lo siguiente: desde el 2011 Repsol comenzó a reexportar el gas a mercados con precios más altos que en México, pero sin comunicarle este hecho al gobierno peruano. Esto determinó un arbitraje en el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (Ciadi). El 2015 el laudo del Ciadi le dio la razón al Perú y el CC debió devolver US\$ 62 millones en regalías no pagadas al Estado⁸.

⁸ Ver: Campodónico, Humberto. «Lecciones del triunfo de Perupetro en el CIADI». *crystaldemira.com*, Lima, 15 de junio del 2015. En: goo.gl/xDgE5b

Cuadro n° 3
Regalías cobradas vs. regalías netback «verdadero»
(en US\$)

Año	Regalías netback «arbitrario»	Regalía netback «verdadero»
2011	261 764 795	511 757 906
2012	255 028 492	497 430 384
2013	246 228 909	486 795 603
2014	102 057 486	210 412 584
2015	33 499 656	75 997 987
2016	50 379 644	95 918 870
2017	93 942 074	220 716 273
Total general	1042 901 055	2099 029 606

Fuente: Perupetro (columna 1) y elaboración propia (columna 2).

En la columna «Regalías netback verdadero» hemos calculado, a partir de la data de los embarques que aparece en la página web de Perupetro, los montos que se hubieran recaudado con el netback verdadero, es decir, considerando los verdaderos costos de transporte, licuefacción y transporte marítimo para obtener un valor en boca de pozo siguiendo la metodología internacional.

En total, desde el 2011 al 2017 el Estado debió recibir US\$ 2099 millones. En otras palabras, el Estado perdió US\$ 1056 millones.

Conclusiones

Un problema central que se desprende de los hechos analizados en este artículo es que el Perú no tiene un Plan Energético de Mediano y Largo Plazo (Pemlp) que nos diga cuál es la matriz energética dentro de 30 años, como sí la tienen la mayoría de países, comenzando por EE.UU. y la Unión Europea.

Esa nueva matriz debe definirse a partir de los recursos energéticos del país (hídricos, petróleo y gas natural, así como la energía eólica, solar y la biomasa) para determinar planes e incentivos para su explotación y uso futuro. Esta nueva matriz debe tomar como punto de partida los compromisos asumidos por el Perú en la COP 2015 de París de luchar contra la emisión de CO₂.

El Pempl debiera ser ampliamente discutido y tener carácter de vinculante para todos los actores. Así, los actores privados participarían en una cancha con metas y reglas definidas. Si no, todo va a seguir igual, como ha sucedido con el gas del lote 56, que se exporta porque así lo decidió un privado, de acuerdo a sus criterios, lo que ha significado serias pérdidas con las exportaciones a México.

Otro problema de fondo: el Estado peruano no participa de las decisiones sobre el destino de sus recursos naturales, en este caso de los hidrocarburos. El Estado está ausente porque la Ley de Hidrocarburos, ley n° 26221 de 1993, «transfiere el derecho de propiedad de los Hidrocarburos extraídos al Contratista, quien debe pagar una regalía al Estado» (art. 10). O sea: el Estado peruano no puede decidir sobre el destino de sus recursos.

Es por eso que Repsol firmó el contrato con la CFE y el Estado ni siquiera supo qué se firmaba. Y hasta ahora no lo sabe. No puede ser que el Estado no participe en un contrato entre un privado y un tercer país que vende nuestros recursos naturales por 15 años, con condiciones y términos que el país no conoce.

Finalmente, la exportación del gas del lote 56 se ha realizado a partir de cambios en la legislación vigente, así como de una legislación *ad hoc* y de contratos entre privados que demuestran que se ha producido el gran fraude de la exportación del gas natural. Todo el tramado para la exportación se armó –como hemos visto– durante el gobierno de Alejandro Toledo, cuando Pedro Pablo Kuczynski estaba en el gobierno. Y el contrato entre Repsol y la CFE se firmó en el 2007, durante el gobierno de

Alan García. Estos temas aún no han sido investigados a fondo por el Ministerio Público.

El libre albedrío de los inversionistas no puede decidir sobre los recursos naturales, que son patrimonio de la nación (artículo 66 de la Constitución). Es por esa ausencia que, según nuestros cálculos, hemos dejado de percibir US\$ 1056 millones de regalías. Esto tiene que cambiar y el momento es ahora que se está debatiendo una nueva ley de hidrocarburos en el Congreso.