

De la apatía a la vigilancia: la política del desarrollo energético en el Perú

Carol Wise

School of International Relations, University of Southern California

Resumen

Desde 1935 hasta 1990 el desarrollo energético del Perú se basó en un aparente escenario de explotación del petróleo y en la falta de compromiso del Estado para explotar el gas natural. Tanto es así, que se caracterizó por el uso excesivamente politizado de herramientas de política que contribuyeron a su atraso en más de 20 años. No obstante, la aprobación de una nueva legislación modernizadora en la década de 1990 estableció un nuevo impulso de crecimiento en dicho sector. El presente documento analiza cada una de las etapas por las que ha atravesado el país para fomentar una posición competitiva en el sector energético. Desde costosas exploraciones y extracciones de petróleo ejecutadas por capital netamente extranjero en la década de 1930, hasta la expropiación por parte del Estado de la empresa canadiense International Petroleum Company en 1968 y el camino a convertirse en un país netamente importador de petróleo. También se analiza el pseudo-desarrollo hidroeléctrico que afrontó el Estado con falta de capacidad de gestión y principalmente la falta de recursos económicos que no pudieron ser apalancados ni con el sector privado. A todo esto siguió el escenario alentador de la década de 1990, cuando el gobierno de Fujimori, después de corregir todos los problemas económico-financieros generados en el gobierno de García, puso en marcha un conjunto de medidas que apuntaban hacia la privatización del sector. Entre ellas destacan la creación de procesos regulatorios, la protección del derecho de los pueblos nativos que se ubican alrededor de las áreas de explotación de recursos naturales, la transferencia de los recursos a los gobiernos locales y la participación activa de ONG ambientalistas, lo que trajo consigo la presencia de una sociedad vigilante ante la gestión del Estado.

Palabras clave: desarrollo energético, gestión estatal, inversión privada.
Códigos JEL: H11, H83, L71 y L94.

Abstract

The Peruvian government's lack of commitment in promoting the development of energy projects between 1935 and 1990 resulted in budget deficits and a scarcity of private investment in that sector. In the 1990s, this situation started to change. The threshold level was based on new legal agreements. This paper studies the interactions between the Peruvian government, firms and the international institutions in developing the energy market by means of oil and gas exploitation of oil and gas and improved quality services in the electricity sector. The paper also focuses on the quality of management capacities at different levels of government (central and local). It illustrates the steps taken by the Fujimori government to strike a balance between energy sector management and privatization. To this end, regulatory policies were introduced to establish a climate of confidence between firms and consumers. Furthermore, policies were introduced to protect indigenous communities to forestall actions that might be harmful to these people when private firms began to exploit natural resources in these areas.

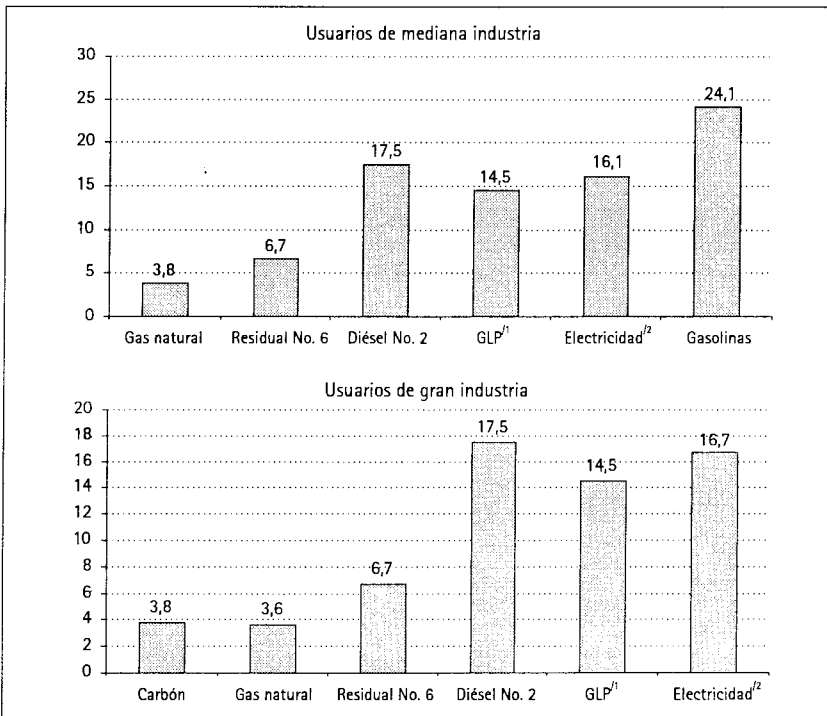
Keywords: development of energetic sector, public management, private investment.

JEL codes: H11, H83, L71 and L94.

INTRODUCCIÓN

A lo largo de los últimos quince años (1990–2005), el desarrollo energético en el Perú ha pasado de un sector controlado por el Estado, atiborrado de déficits financieros y de escasez de abastecimiento, hacia un modelo competitivo de sector privado que ahora satisface el 85% de las necesidades energéticas del país. Sin embargo, subsisten serias tensiones entre la oferta y la demanda. En 1983, con el descubrimiento de importantes reservas de gas natural y condensados (líquidos de gas natural) en la cuenca amazónica del sudeste del Perú, a los diseñadores de políticas se les concedió una oportunidad sin precedentes para llevar la estrategia energética del país hacia una dimensión completamente nueva. No obstante, tomaría dos décadas lograr que el gas natural fluya de manera abundante en el Perú y, aun así, el marco de políticas públicas ha sido lento para alentar la adaptación del gas natural.

Gráfico 1
Comparación de precios en combustibles: US\$/MMBTU



¹ Estimado.

² Estimado en barra – Lima.

Nota: los precios no incluyen IGV.

Fuente: Osinerg, mayo del 2005.

Tal como muestra el gráfico 1, las industrias del país todavía dependen del petróleo y residuales. Este patrón de empleo de fuentes energéticas refleja el temprano éxito del Perú como productor y exportador de petróleo, a pesar de que la demanda doméstica por energía basada en el petróleo ha superado desde hace mucho la oferta del país. Si bien algunos analistas locales insisten en que todavía existen grandes depósitos de petróleo por ser descubiertos, durante la década de 1990 se gastaron cerca de US\$ 1.000 millones de inversión extranjera directa (IED) en la exploración y perforación de pozos en búsqueda de crudo, y los resultados fueron nulos; parece ser que el Perú está destinado a seguir siendo un importador neto de petróleo en el futuro previsible (véase el cuadro 1). Con la expectativa de que los precios del petróleo superen los US\$60/barril durante un tiempo, esta dependencia externa coloca una presión excesiva en la balanza de pagos y en las perspectivas futuras de crecimiento del país.

Cuadro 1
Evolución de la balanza comercial del Perú en relación con el petróleo como porcentaje del total de productos transados

Año	Porcentaje	Variación
1990	-2,43%	
1991	-5,46%	124,69%
1992	-3,64%	-33,33%
1993	0,26%	-107,14%
1994	-2,16%	-930,77%
1995	-3,39%	56,94%
1996	-2,79%	-17,70%
1997	-3,80%	36,20%
1998	-2,57%	-32,37%
1999	-4,43%	72,37%
2000	-8,57%	93,45%
2001	-5,98%	-30,22%
2002	-6,00%	0,33%
2003	-7,43%	23,83%

Fuente: World Bank (2005).

En términos de la generación eléctrica, si bien existe un gran potencial para una dependencia creciente de la energía hidroeléctrica y para la conversión de las plantas nuevas y existentes al empleo del gas natural, estas posibilidades todavía no son plenamente aprovechadas. A la fecha, la hidrogenación da cuenta de cerca de 61% del uso

de energía eléctrica en el Perú; el petróleo, de otro 25%; y el gas natural, tan solo de 16% (Gutiérrez 2005: 3). Los estimados muestran que el Perú se encuentra bien posicionado para ampliar su capacidad de generación hidroeléctrica, aunque esta opción parece haber sido eclipsada por las exigencias de desarrollar las reservas de hidrocarburos del país. Baste decir que una mayor promoción de la producción hidroeléctrica todavía tiene que captar toda la atención que merece.

Si bien las reservas probadas de gas natural y condensados del Perú se ubican en el rango "promedio" de 13-17 billones de pies cúbicos, la tasa de éxito de la exploración en el país –de 75%– es considerada alta según los estándares de la industria. Dado que la gran mayoría de las reservas de gas natural del Perú se ubican en el sudeste de la cuenca amazónica, a lo largo de la misma placa geológica que ha proporcionado a Bolivia 50 billones de pies cúbicos de reservas probadas de gas natural, los diseñadores de políticas peruanos y los inversionistas extranjeros se mantienen optimistas con respecto a que las reservas peruanas son mucho mayores¹. Sin embargo, más de un año después del inicio de la distribución de gas natural en Lima, en agosto del 2004, por medio de un gaseoducto de 440 millas que atraviesa desde la selva, a través de la vertiente oriental de los Andes, hasta la costa, la estructura de incentivos es fuerte en términos de las garantías del mercado para los distribuidores y transportistas de gas natural, pero débil en términos del fomento de su amplia adaptación por el lado de la demanda.

Las posibilidades de empleo del gas natural en el Perú son múltiples. Desde el logro de una mayor eficiencia y ganancias en la productividad hasta significativos beneficios ambientales, una adaptación más amplia del Perú al gas natural podría: reducir la necesidad de costosas importaciones del petróleo y sus derivados; equilibrar la escasez periódica de energía hidroeléctrica relacionada con las sequías e inundaciones; introducir fuentes ambientalmente más sólidas de tecnología de energía para el transporte y el uso residencial; y apoyar una producción más limpia y más eficiente de acero, hierro, polimetales, petroquímicos y otras industrias relacionadas afectadas por altos niveles de contaminación. Dicho en pocas palabras, el uso creciente de gas natural permitiría llegar muy lejos en la consecución del fomento de una posición competitiva para el país en la economía global.

Aparte de las consecuencias negativas de la sub-utilización del gas natural para el crecimiento nacional y el desarrollo sostenible, el retraso en el diseño de un paquete consistente de incentivos para estimular la demanda local también da cuenta de las

1. Entrevista de la autora con Cecilia Blume, Jefa del Gabinete, Oficina del Primer Ministro del Perú, Lima, 15 de septiembre de 2005. Blume señala que el hallazgo inicial de Bolivia de 5 billones de pies cúbicos de gas natural y condensados condujo al posterior descubrimiento de diez veces esa cantidad.

dificultades existentes para atraer los necesarios niveles de inversión extranjera directa (IED) hacia este sector. Si bien en el 2000 se otorgó un contrato a un consorcio de escala mundial para desarrollar el gas natural, incluyendo las operaciones “*upstream*” (exploración, explotación, contratación), la construcción de un gaseoducto para transportar el gas y los condensados, y los componentes “*downstream*” (refinamiento, mercadeo, distribución), el hecho es que la oferta peruana del gas natural todavía supera de lejos la demanda doméstica.

Tal como se mostrará en el siguiente análisis, una gran parte de este atraso en el desarrollo de la demanda doméstica de gas natural puede ser atribuida a factores políticos subyacentes, desde la profunda politización del diseño de políticas en el sector energía hasta la aprobación de una nueva legislación modernizadora en la década de 1990. En el caso del desarrollo del gas natural, la interacción de la política nacional con las complejidades tecnológicas y las sensibilidades socioambientales intrínsecas a la explotación de este recurso, también dan cuenta del amplio período de gestación que ha significado el llevar el gas al mercado peruano. Aun así, ahora que las válvulas se han abierto y que el gas finalmente está fluyendo, uno se pregunta por qué el régimen tributario del país todavía alienta el consumo de petróleo diésel y otros derivados del petróleo contaminantes, frente a la adopción del gas natural.

Dada la actual combinación de abastecimiento de energía existente en el Perú, así como el hecho de que se hayan triplicado en promedio los precios del gas natural entre el 2000 y el 2005 (Mouawad 2005), el futuro del país descansa claramente en la producción, adaptación y exportación de gas natural. Sin embargo, un considerable segmento del electorado se opone a la exportación de gas natural únicamente sobre la base de principios nacionalistas, y el recientemente elegido gobierno de García (junio del 2006) ha prometido dirigir su política energética hacia el mercado interno. Resulta un deber de los diseñadores de política reformar un régimen tributario anticuado, promover incentivos viables del lado de la demanda para un uso amplio del gas natural, y asegurar que los beneficios de la explotación del gas natural sean distribuidos de una manera transparente y justa. Esto es algo difícil para cualquier país, pero constituye un reto particular para el Perú dado que sus tendencias anteriores en el sector de energía funcionaron justamente en la dirección opuesta.

1. LOS OBSTÁCULOS POLÍTICOS Y LA SOMBRA DEL PASADO

Antes del advenimiento de las reformas del mercado en 1990, el desarrollo del sector energético en el Perú se había caracterizado por cuatro tendencias principales: a) el temprano predominio de la explotación petrolera y minera a cargo de un puñado de grandes

empresas extranjeras que provocaron permanentes tensiones nacionalistas en el frente doméstico; b) una búsqueda costosa pero esquiva de nuevos yacimientos petroleros importantes; c) un subdesarrollo del sector hidroeléctrico a pesar de la existencia de un abundante potencial hídrico para la generación de energía eléctrica; y d) intentos crecientemente erráticos y con frecuencia contradictorios de parte del Estado para mediar en el desarrollo de este sector. Una breve revisión de los decisivos puntos críticos en cada una de estas tendencias sirve de telón de fondo para una discusión más detallada de los desafíos políticos inherentes a las reformas energéticas que fueron finalmente asumidas en la década de 1990 (véase también la línea de tiempo en el cuadro 2).

Cuadro 2

Línea de tiempo

La caída de la industria petrolera peruana

- 1968---Nacionalización de la IPC por parte del régimen militar y creación de Petroperú
 - 1977---Inauguración del Oleoducto Norperuano
 - 1983---Royal Dutch Shell descubre gas natural y condensados en los campos de Camisea (13-17 billones de pies cúbicos); visto en desacuerdo por el gobierno peruano
 - 1985---García rescinde los contratos de operación de Belco y Occidental (más tarde se pagó US\$ 240 millones en reparaciones)
 - 1988---Shell se retira del Perú debido a los derechos de exploración
 - No se descubrieron reservas de petróleo significativas en la década de 1980
-

El nacimiento del gas natural

- Década de 1990---No se encontró ninguna reserva de petróleo después de que inversionistas extranjeros gastaran US\$ 1.000 millones en exploraciones; el Perú se vuelve un importador neto de petróleo
 - 1991---El Perú adopta un nuevo código medioambiental y de recursos naturales, crea una institución ambiental (Conam), las evaluaciones de impacto ambientales empiezan a ser requeridas
 - 1993---Se firma una nueva Ley de Hidrocarburos (se adoptan estándares internacionales, arbitraje para las demandas de los inversionistas, supervisión regulatoria para la protección del medio ambiente)
 - 1993---El Perú ratifica la Convención 169 de la OIT, la cual protege el derecho de los pueblos nativos a ser consultados antes de la implementación de proyectos que involucren sus tierras
 - Las operaciones de *upstream* fueron separadas de las de *downstream*. De las primeras se encarga Perupetro y de las segundas, Petroperú
 - 1996---Shell regresa al Perú con derechos a desarrollar lotes de Camisea; se compromete a respetar la Convención de la OIT y las nuevas regulaciones ambientales
 - 1996-1998---Shell se compromete a aplicar una medida «sin caminos» para desarrollar Camisea, participa en asambleas de consulta con las comunidades indígenas; contrata la asistencia técnica de la ONG Pro-Natura
 - 1998---Shell se retira del Perú en 1998 debido a sus derechos de exportación, restricciones en la demanda interna, tarifas de la generación eléctrica y falta de integración vertical completa; abandona sobre la mesa más de US\$ 400 millones
 - 1999---Fujimori aprueba la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas para favorecer a los nuevos inversionistas de Camisea (la oposición denunció que la ley era muy complaciente con los inversionistas)
-

(continúa)

(continuación)

- 2000-2005---Se triplican los precios del gas natural
- 2001---Se aprueba una nueva ley sobre el canon que garantizaba la transferencia de 50% de los pagos por regalías de Camisea (establecido alrededor de 38%) para aquellas regiones que albergan los componentes operacionales; los fondos deben gastarse en proyectos públicos
- 2002---Se desarrolla Camisea por medio de tres consorcios interdependientes
- 2002---Una nueva ley de descentralización se aprueba y crea 25 gobiernos regionales; por ejemplo, Cusco recibirá US\$ 50 millones por año por regalías en la siguiente década
- 2002---El BID hace un préstamo de US\$ 5 millones para la finalización de titulación de tierras y para evaluar la viabilidad de la implementación de compromisos ambientales entre distintas agencias estatales
- Agosto del 2004---El gobierno peruano pone Camisea en funcionamiento sin tener que endeudarse o gastar de sus propios fondos
- 2004---El BID hace un préstamo de US\$ 75 millones para apoyar los compromisos sociales y ambientales al consorcio encargado de la exploración, la explotación y la contratación
- 2004---Se reciben préstamos con enfoque social de la CAF (US\$ 125 millones) y del Banco de Desarrollo Brasileño (US\$ 100 millones)
- La distribución de las regalías a las regiones era muy lenta por parte del Congreso peruano y el Ministerio de Economía (Focam – Fondo de Desarrollo Ambiental y Social de Camisea)
- 2006---Los problemas continúan: erosión de suelos, derrames del gaseoducto, sustitución de plantas nativas, intromisiones en las comunidades indígenas; tensiones entre *upstream* y *downstream* con respecto a las normas ambientales
- 2006---Una estructura de incentivos tributarios debe promover la conversión al gas natural de manera más agresiva
- 2006---Se encuentran en desarrollo el Lote 56 y la planta de GLN de Pampa Melchorita (ubicada en la costa del Pacífico, al sur de Lima), con planes para exportar gas natural a los Estados Unidos y México para el 2009
- Desafíos futuros: incentivos, distribución y supervisión

Control extranjero por defecto². Si bien el petróleo era la fuente predominante de abastecimiento de energía eléctrica y daba cuenta de un 30% de las exportaciones del Perú hacia la década de 1930, los costos de exploración y producción excedían de lejos las capacidades económicas del Estado. La mayor parte de la extracción de petróleo estuvo concentrada en el remoto desierto costero que se sitúa al sur de la frontera peruano-ecuatoriana, y la combinación de altas barreras financieras para la exploración y producción posibilitó desde un inicio que la International Petroleum Company (IPC) –una empresa canadiense que actuaba junto con ESSO como su matriz estadounidense– consolidase una posición dominante en el mercado peruano.

Los principios fundamentales del marco legislativo peruano para el desarrollo petrolero permitían que una determinada empresa simplemente denunciara un área designada y la mantuviera indefinidamente durante todo el tiempo que la denunciante pagara un impuesto anual de superficie. La IPC fue la primera en realizar los denuncios más grandes en los campos

2. La sección histórica sobre el sector petrolero peruano se basa en el análisis de Thorp y Bertram (1978).

de petróleo más ricos del país, y por esa razón marcó el ritmo del desarrollo petrolero peruano hasta bien entrada la década de 1960. La legislación energética nacional evolucionó a lo largo del tiempo, lo que incluyó procedimientos más estrictos para garantizar las concesiones del gobierno, los impuestos a las exportaciones de petróleo y los pagos de regalías por la extracción. La IPC, sin embargo, había conseguido con artimañas un «acuerdo de caballeros» de cincuenta años, honrado por sucesivos gobiernos peruanos, que la exoneraba del pago de regalías sobre la producción o impuestos sobre las exportaciones hasta 1972.

Fueron precisamente estas exoneraciones y las lucrativas rentas de la IPC las que desencadenaron los ímpetus nacionalistas para extraer pagos de impuestos retroactivos de la IPC en la década de 1960. Esto, a su vez, condujo a una baja gradual y continua de la IED en el sector petrolero del país, y al surgimiento de una sensibilidad permanente frente a la IED en el sector energético de parte de la sociedad civil peruana. El agotamiento de los campos petroleros existentes hacia el año 1969, unido a la imposibilidad de identificar nuevas reservas, constituyen una parte igualmente importante de la caída de la IED en el sector energético peruano hasta la década de 1990.

La fútil búsqueda de petróleo. El fracaso en el hallazgo de nuevos depósitos petroleros importantes en el Perú durante todo el período posterior a la Segunda Guerra Mundial no puede atribuirse a la falta de esfuerzo. Por el contrario, tanto la región desértica del norte como la selva amazónica peruana han sido intermitentemente escenarios de frenética prospección petrolera. A partir del momento en que se abrieron la reserva desértica de Sechura –controlada por el Estado– y la plataforma continental marina del Perú a la perforación, en 1952–1953, una pequeña fortuna de IED se orientó a la exploración a lo largo de esa década. El resultado fue el descubrimiento de apenas tres prósperos grandes pozos petroleros, uno en la selva y dos en el zócalo continental. Fueron estos dos últimos los que se convirtieron en la principal fuente de suministro nacional a medida que se agotaban los antiguos campos petroleros del país. Pero los costos y las complejidades técnicas de la producción en el zócalo continental retrasaron la plena explotación de las reservas continentales peruanas hasta la década de 1970.

Un descubrimiento central en la selva, hecho sin mucho bullicio, fue el del campo de Aguaytía –gas natural y condensados– encontrado por Mobil en 1961. La falta de entusiasmo que rodeó a este hallazgo tuvo que ver con el bajo precio y la escasa demanda por el gas natural en ese entonces, así como con la necesidad de construir un costoso gaseoducto para transportar el gas. Con los importantes descubrimientos de petróleo que ocurrían en la selva ecuatoriana durante este período, los exploradores no podían darse por vencidos en su propósito de hallar el oro negro a lo largo de una placa geológica similar en el Perú. Con la crónica ausencia de cualquier descubrimiento importante de petróleo nuevo, antiguos

participantes del mercado, liderados por la IPC, empezaron a retirarse del Perú. Nuevos participantes, como la Belco Petroleum Company y la Occidental Petroleum, se centraron en el desarrollo del zócalo continental y en la exploración en la selva, respectivamente.

Por lo tanto, cuando el Gobierno Revolucionario de las Fuerzas Armadas del Perú intervino y expropió la IPC en 1968, sus activos locales habían sido reducidos intencionalmente desde alrededor de US\$ 70 millones en 1959 a menos de US\$ 20 millones (Thorp y Bertram 1978: 227). Había concluido el apogeo del país como exportador de petróleo, y las reservas de petróleo existentes eran escasamente suficientes para abastecer el mercado doméstico. Si bien la perforación petrolera, el financiamiento de Japón de un nuevo oleoducto en el norte peruano, y los *shocks* de 1979-1980 en el precio del petróleo, podrían haber puesto al Perú en condiciones de aprovechar la bonanza petrolera, el país estaba camino a convertirse en un importador de petróleo. A la larga, junto con el promisorio descubrimiento hecho por la Royal Dutch Shell, en 1983, de los campos de gas natural y condensados, el Oleoducto Norperuano representaría el único otro proyecto peruano importante de hidrocarburos desde su inauguración en 1977.

De manera similar al anterior hallazgo de gas natural en Aguaytía, el éxito de la Royal Dutch Shell con la exploración de gas natural durante el periodo 1983-1987 fue considerado de algún modo como una desilusión desde el punto de vista del gobierno y de la industria petrolera³. Las reservas más grandes se hallaban a cerca de 2.500 m de profundidad en dos reservorios a ambos lados del río Camisea, en el corazón de la Amazonía. Debido a que los condensados eran pequeños bolsones de gas líquido incrustados en la roca del reservorio, su explotación requeriría la construcción de una planta de reciclaje de gas «donde el gas 'mojado' sería producido transportando los condensados, los líquidos serían extraídos del gas y buena parte del gas 'seco' reinyectado en el reservorio para hacer salir más líquidos» (Jones 1998: 3). Con el país dirigiéndose rápidamente hacia una hiperinflación en 1988, y con algunas de las provincias del sur bajo el control de facto de la guerrilla, el desarrollo del proyecto Camisea surgió como un concepto de vanguardia, pero prematuro, para el Perú.

Energía hidroeléctrica y olvido benigno. Si bien constituye una alternativa energética obvia dada la volatilidad de los precios del petróleo y la oferta decreciente de la energía basada en el petróleo, en el Perú la energía hidroeléctrica permaneció subdesarrollada. A diferencia del sector de hidrocarburos, en el que los potencialmente altos riesgos fueron un incentivo para los inversionistas privados, el desarrollo de la energía hidroeléctrica en el caso peruano fue relegado al Estado. Sin embargo, y de manera similar al caso de los hidrocarburos, las capacidades económicas del Estado para invertir en los tipos de

3. «Shell to Continue to Search for the Big One: Real Oil». En: *The Andean Report*, abril de 1988, p. 110.

infraestructura masiva demandada por la energía hidroeléctrica limitaron enormemente su capacidad de proveer este bien público.

Esto empezó a cambiar durante la década de 1960, a medida que el primer gobierno de Belaunde (1963-1968) estuvo en condiciones de impulsar la construcción de infraestructura mediante el endeudamiento en los mercados internacionales de capital. Esto dio inicio a un ciclo de veinte años de construcción de inmensos proyectos hidroeléctricos (Mantaro, Machu Picchu) bajo la dirección de la empresa eléctrica de propiedad del Estado, Electroperú, con megapréstamos provistos por consorcios que incluían a bancos multilaterales y comerciales (Wilson y Wise 1986: 93-116). Una vez que golpeó la crisis de la deuda de 1982, y estos proyectos adoptaron un carácter intermitente dependiendo de la capacidad del país de pagar a sus acreedores, se hicieron evidentes los límites del endeudamiento privado para financiar una infraestructura pública de esta magnitud.

A pesar de la abundancia de fuerza hídrica en el Perú y, por ende, su acceso potencial a esta fuente de energía de más bajo costo y renovable, este sector ha estado también sujeto a una combinación de desastres naturales y descuido político. El arribo cada cierto número de años de la corriente El Niño a América del Sur ha infligido invariablemente sequías y/o inundaciones por causa de las lluvias al Perú. Mientras que las sequías obviamente conducen a alteraciones en el abastecimiento de energía hidroeléctrica, las inundaciones también han destruido centrales enteras, como en el caso de la central hidroeléctrica de Machu Picchu en la década de 1990. Para este subsector, un revés menos natural, pero igualmente devastador, fue la colocación de bombas en, y el sabotaje a, las instalaciones hidroeléctricas más grandes del Perú, actividades realizadas por varios movimientos guerrilleros en la década de 1980.

La ausencia de un marco consistente de políticas para el desarrollo hidroeléctrico empeoró aun más estas incertidumbres de abastecimiento. Por ejemplo, esto incluyó la interferencia política en las políticas tarifarias y las estructuras tributarias que favorecían al petróleo y residuales con respecto a otras fuentes alternativas de energía para generar electricidad; pero en términos más concretos, fue probablemente la percepción profundamente sostenida en los sectores público y privado acerca de que la seguridad energética del Perú yacía menos en el ámbito de la generación hidroeléctrica y mucho más en los campos de petróleo todavía por descubrir. Esta convicción predominó hasta la década de 1990, incluso cuando la generación hidroeléctrica daba cuenta de por lo menos 60% de la oferta energética del país.

La intervención estatal y el nacionalismo desencaminado. La fijación del país en el tema petrolero se reflejó en el primer tema de negociación de los militares en 1968: la transfe-

rencia de los activos remanentes de la IPC a una nueva entidad petrolera de propiedad del Estado, Petroperú. Este gesto marcó el inicio de una sucesión de cambios bruscos a lo largo de veinticinco años, tanto para los inversionistas como para los gerentes estatales. A pesar de la convocatoria a numerosas licitaciones internacionales para realizar exploraciones petroleras en la selva y en el zócalo continental durante los doce años del régimen militar⁴, Belco y Occidental fueron los únicos dos grandes actores que permanecieron en la década de 1970 y ninguno de los dos hizo mucho dinero. Otro actor fue el gobierno japonés, que había negociado en efectivo y en especies la amortización de su préstamo para la construcción de un oleoducto de US\$ 400 millones a comienzos de 1979. Para quienes se encontraban operando en el sector energético peruano durante la década de 1970, la experiencia fue una de constante negociación sobre los derechos de exploración, los términos de los contratos y los incumplimientos de los cronogramas de pago de Petroperú.

La coincidencia del alza de los precios del petróleo con el retorno del Perú a un gobierno civil en la década de 1980, creó un optimismo injustificado con relación al potencial del país para retomar su anterior estatus como exportador de petróleo. Una vez más se convocó a una ambiciosa rueda de licitaciones internacionales para la exploración de petróleo, y nuevamente los resultados palidieron frente a los millones gastados en estudios sísmicos y en las perforaciones exploratorias⁵. Con el primer gobierno de García (1985-1990), la precipitada y poco transparente decisión de rescindir los contratos de operación con la Belco y la Occidental en 1985, y el colapso de los precios del petróleo al año siguiente, la política energética peruana en la década de 1980 fue más una continuación que una ruptura con la década anterior.

Para 1986 la Royal Dutch Shell era el único otro actor principal en el mercado peruano. Habiendo invertido US\$ 200 millones en la exploración de petróleo y gas natural desde 1981, Shell estaba lista para comprometer otros US\$ 1.300 millones para el desarrollo integral del gas natural peruano de uso comercial y residencial, y para exportación. Las negociaciones de Shell con Petroperú se rompieron frente al intento de esta última de convocar a una licitación internacional para los derechos de desarrollo del proyecto de Camisea. Si bien la salida de Shell del Perú en 1988 tuvo que ver con esta disputa específica referida a su reclamo contractual por el derecho a desarrollar el proyecto Camisea, Petroperú tampoco estuvo a la altura de las circunstancias para negociar un proyecto de esta magnitud o levantar los fondos de contrapartida necesarios⁶. Esto fue dejado en manos

4. «Government Fishing for New Oil Contracts». En: *The Andean Report*, marzo de 1977, p. 44; «New Operations for Old Oilfields». En: *The Andean Report*, agosto de 1977, pp. 146-8.

5. «New Search for Foreign Oil Investment as Petroperu Runs Out of Cash». En: *The Andean Report*, abril de 1989, pp. 122-3.

6. «Shell Strikes Camp». En: *The Andean Report*, diciembre de 1988, p. 303.

del entrante gobierno de Fujimori, que en 1990 heredó la deuda de US\$ 2.500 millones de Petroperú y una capacidad de abastecimiento de energía que llegaba tan solo a 48% de las necesidades del país.

2. LA DÉCADA DE 1990: HIDROCARBUROS, ELECTRICIDAD Y REFORMA DEL MERCADO

La magnitud del desorden macroeconómico del Perú en el momento del advenimiento del gobierno de Fujimori (1990–2000) era tal que a los diseñadores de políticas les tomó tres años estabilizar la inflación y colocar a la economía en un sendero estable de reforma estructural (Wise 2003). Esto incluyó sofocar doce años de insurgencia de la guerrilla de Sendero Luminoso en 1992 y liquidar las deudas que García había adquirido con todos los principales prestamistas multilaterales, como precondiciones para atraer mayor IED al sector energético peruano. Los primeros pasos de la reforma energética fueron las correcciones en los precios de la gasolina (el precio nominal de la gasolina en los grifos fue incrementado en treinta veces) y las tarifas eléctricas, y las intervenciones de emergencia en Petroperú y Electroperú fueron realizadas con la mirada puesta en la eventual privatización de ambas empresas estatales.

Hidrocarburos – un cambio radical. En la agenda del gobierno en el frente de hidrocarburos estuvo, en primera línea, la reducción de la fuerza laboral de Petroperú a la mitad; la clausura de aquellas partes de las operaciones de la empresa que habían arrojado grandes pérdidas; y la resolución de compromisos anteriores todavía adeudados al gobierno japonés –vinculados al préstamo del Oleoducto Norperuano– y a Belco Petroleum (ahora representada por el American International Group, AIG, que demandaba US\$ 260 millones en reparaciones) por la expropiación de su operación –Petromar– en el zócalo continental durante el primer gobierno de García (Energy Sector Management Assistance Programme [Esmap] 1999: 8–9). Encarar metas más grandes, como la convocatoria a nuevas licitaciones internacionales para la exploración de petróleo y el desarrollo de los campos de gas natural y condensados de Aguaytía y Camisea, requeriría una revisión integral de la legislación peruana sobre hidrocarburos.

En 1993, el presidente Fujimori firmó una nueva Ley de Hidrocarburos que representó un giro de 180 grados con respecto a los irracionales marcos legales y regulatorios que habían plagado este sector a lo largo de la mayor parte del siglo XX. Los aspectos destacados de la nueva ley, formulados con la asistencia técnica del Banco Mundial, fueron la introducción de una serie de incentivos que convirtieron al sector peruano de hidrocarburos en un

6. «Shell Strikes Camp». En: *The Andean Report*, diciembre de 1988, p. 303.

espacio más transparente y competitivo para hacer negocios. Además de establecer estándares internacionales y lineamientos de contratos basados en el mercado para los precios, los impuestos y las regalías, la ley permitía el arbitraje para las demandas de los inversionistas y obligaba a una supervisión regulatoria para la protección del medio ambiente (Esmap 1999: 11-3).

Igualmente, la Ley de Hidrocarburos de 1993 modernizó los principios institucionales de este subsector de tres maneras importantes. La primera fue la modernización del Ministerio de Energía y Minas (MEM), el cual, junto con el Ministerio de Economía y Finanzas, fue elevado al estatus de un superministerio. La segunda fue la creación de una nueva entidad autónoma de supervisión, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osiner), con la responsabilidad de regular las tasas de transporte y de distribución de gas, y de honrar el cumplimiento de los contratos, las normas de seguridad y el control de calidad⁷. Por último, fueron separadas las operaciones «*upstream*» (exploración, explotación, contratación) y «*downstream*» (refinamiento, comercialización, distribución) de Petroperú, dejando a la empresa estatal encargada del control de estas últimas operaciones, y a la nueva agencia cuasi-pública, Perupetro, como responsable de las primeras.

Ostensiblemente, la designación llamativa de la contraparte de Petroperú orientada al mercado con el nombre de «Perupetro» tuvo la intención de distraer al electorado del hecho de que este era un paso importante hacia la privatización de la empresa petrolera estatal (Esmap 1999: 12). El debate dentro del gobierno era si se debía vender Petroperú como una empresa integrada o si era mejor subastarla por partes. Los electores peruanos, sin embargo, no estaban de acuerdo con ninguna de estas estrategias. Como en el caso de México, las nociones de la década de 1960 relacionadas con el petróleo como patrimonio nacional y, por lo tanto, como terreno exclusivo del Estado, provocaron una ofensiva importante contra los planes de privatización del gobierno. A falta de cualquier otro tema trascendente durante la campaña para las elecciones presidenciales de 1995, el destino de Petroperú pasó al centro del escenario. Habiendo tramado Fujimori una revisión completa de la Constitución peruana, una que permitiese su reelección en 1995, optó por el camino de menor resistencia: la impetuosa privatización de los activos individuales y la división permanente del trabajo entre Perupetro (*upstream*) y Petroperú (*downstream*).

Visto en retrospectiva, existe un consenso entre los diseñadores de políticas de vanguardia con respecto a que la venta de Petroperú como una empresa integrada era la opción preferida, puesto que la separación de las operaciones *upstream* y *downstream* dejaba

7. Entrevista de la autora con Edwin Quintanilla, gerente general, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osiner), Lima, 19 de septiembre de 2005.

básicamente a Petroperú a cargo de los activos más débiles en este sector⁸. La refinería de petróleo de Talara en la costa norte del Perú es un caso pertinente: si bien era un producto altamente rentable para Petroperú en el escenario vigente de altos precios internacionales del petróleo, mantener viable esta planta centenaria iba a requerir alrededor de US\$ 250-300 millones para la modernización de su infraestructura –fondos que Petroperú no ha sido capaz de conseguir⁹–.

Aun cuando la división Petroperú–Perupetro estuvo orientada principalmente por consideraciones políticas, existe también un consenso con respecto a que los altos estándares de eficiencia y transparencia se mantenían igualmente bajo la segunda mejor estrategia de subastar por separado los activos energéticos¹⁰. A finales de la década, el Estado había obtenido más de US\$ 1.000 millones con la venta de su participación mayoritaria en todos los rubros, desde estaciones gasolineras hasta refinerías (La Pampilla), lubricantes (Callao y la marca Petrolube), terminales terrestres y operaciones de transporte marítimo (Compañía Transoceánica). El controvertido campo en el zócalo continental de Petromar, que había sido expropiado a la Belco diez años antes, fue rematado como parte de una combinación de lotes grandes y pequeños ubicados en el desierto norteño y en la selva (Esmap 1999: 56-8).

Como una señal de lo que vendría, la reserva de gas natural y de condensados de Aguaytía, adquirida por US\$ 250 millones por la Maple Resources Company con sede en Dallas, fue el activo que alcanzó el precio más alto en esta venta. El oportuno desarrollo que implementó Maple en Aguaytía, como una planta termoeléctrica verticalmente integrada para abastecer de energía eléctrica a la región de la selva central, puso de relieve las ricas posibilidades del uso de la energía térmica en el Perú. Sin embargo, Aguaytía, junto con la planta térmica de soporte de Lima (Ventanilla), continúan siendo las únicas dos instalaciones termoeléctricas desarrolladas hasta la fecha.

Con la nueva estabilidad política y económica del Perú, y sus restablecidos vínculos con la comunidad financiera internacional, se había preparado el escenario para convocar a una nueva ronda de licitaciones para la exploración petrolera. Perupetro demostró tener

-
8. Entrevista de la autora con: Juan Miguel Cayo, viceministro de Energía, Ministerio de Energía y Minas, Lima, 19 de septiembre de 2005; Hans Flury (ex ministro de Energía y Minas), Director Legal, Southern Peru Copper Corporation, Lima, 15 de septiembre de 2005; Jaime Quijandría (ex ministro de Energía y Minas y ex director de Petroperú), director ejecutivo, Banco Mundial, Washington, D.C., 8 de septiembre de 2005.
 9. Entrevista de la autora con Carlos del Solar, presidente, Sociedad Nacional de Minería y Energía y gerente general de Hunt Oil Company of Peru, Lima, 20 de septiembre de 2005.
 10. Esta idea se basa en la entrevista que sostuve en Lima con dos antiguos directores de la comisión de privatización del gobierno (Copri), Carlos Montoya (entrevistado el 25 de mayo de 1992) y Manuel Llosa (entrevistado el 18 de julio de 1995), y con Carolina Castillo, funcionaria de Copri (entrevistada el 17 de diciembre de 1998), Comisión de Promoción de la Inversión Privada.

bastante experiencia para atraer postores extranjeros, en la medida en que empresas importantes –como Chevron, Elf Aquitaine, Arco, la Corporación Nacional de Petróleo de China, y la rusa Yuganskneftegaz– se inscribieron para explorar en lotes que iban desde la selva norte y central hasta la sierra sur del Perú¹¹.

Sin embargo, después de invertir aproximadamente US\$ 900 millones, no se había encontrado ni una nueva gota de petróleo. Hacia fines de la década de 1990, la cuenta anual del país por importaciones de petróleo se acercaba a los US\$ 500 millones, y el grueso del abastecimiento nacional se estaba produciendo en los mismos antiguos campos operados por Petroperú, Occidental y Petrotech International (el nuevo dueño de Petromar). De acuerdo con estas cifras poco prometedoras, el futuro de los hidrocarburos en el Perú se encontraba en el gas natural, en la medida en que Camisea se mantenía como el único descubrimiento significativo luego de cerca de dos décadas de vigorosa exploración.

El abastecimiento de energía eléctrica – más eficiente pero no suficiente. A fines de la década de 1980, el sector eléctrico del Perú corría codo a codo con los hidrocarburos en términos de los altos niveles de endeudamiento, la escasez de abastecimiento y la destrucción de la infraestructura existente. Ante la fuerte presión política para encarar el terrible déficit de energía eléctrica del país, el presidente Fujimori firmó una nueva Ley General de Electricidad a fines de 1992. Al igual que con la nueva Ley de Hidrocarburos, la legislación sobre energía eléctrica intentó preparar a este sector para la privatización mediante la introducción de estándares de competencia y eficiencia internacionales.

La ley de electricidad logró tres importantes tareas (Congreso de la República 2002: 39): a) la separación de la generación, la transmisión y la distribución de electricidad en tres distintas actividades; b) la adopción de nuevos métodos para calcular las tarifas de electricidad sobre la base de un criterio de eficiencia; y c) la creación de un nuevo mecanismo institucional para el establecimiento de tasas (Comité de Operación Económica del Sistema – COES) en reemplazo de la anterior Comisión de Tarifas Eléctricas, así como la designación de la Dirección General de Electricidad (DGE) como encargada de las autorizaciones de inversión y de las concesiones privadas en este sector. Algunas de las responsabilidades de la DGE serían transferidas más tarde, en 1998, a Osinerg.

Con el marco legal-institucional ya establecido, el MEM empezó a preparar los planes de privatización para varios activos de electricidad, siendo la máxima prioridad la contraparte de Petroperú: Electroperú. Para los postores privados que buscaban invertir en el sector de

11. «Special Economic Report: Oil and Gas». En: *The Peru Report*, diciembre de 1995 – enero de 1996, pp. 19-29.

energía eléctrica en el Perú en ese momento, las perspectivas de ganancias eran brillantes¹². Con un *boom* minero en marcha en los Andes del norte, la demanda de energía hidroeléctrica era fuerte. Pero debido a que el país estaba consumiendo cada kilovatio disponible, la estructura de las tarifas eléctricas era la principal atracción.

La nueva fórmula tarifaria del COES estableció las tasas de electricidad de acuerdo con «el valor actual de los costos marginales de producción dentro de un horizonte temporal de 48 meses, tomando en cuenta la oferta y la demanda» (Cannock 2004: 163). El funcionamiento a capacidad plena de la costosa planta termoeléctrica de respaldo de Lima (Ventanilla) elevó la tarifa promedio, lo que permitió a los operadores de las plantas hidroeléctricas comparativamente más baratas cobrar tasas más altas que las usuales.

Estas ganancias potenciales, sin embargo, no fueron suficientes para convencer a los inversionistas privados del compromiso del Estado de implementar plenamente la nueva legislación. La venta de Electrolima avanzaba a buen ritmo, con la separación de sus activos en una empresa generadora (Edegel) y dos distribuidoras de electricidad (Edelnor y Edelsur), todas adquiridas por diferentes consorcios liderados por empresas canadienses, chilenas, españolas y estadounidenses. Se vislumbró que Electroperú también se pondría a la venta en ese momento, aunque por razones similares a las que estancaron la privatización total de Petroperú, Electroperú permanece en manos del Estado hasta la fecha. Otro bloque de empresas regionales de distribución eléctrica pasó a ser subastado (Electro Norte, Electro Nor Oeste, Electro Norte Medio, Electro Centro), pero el consorcio ganador incumplió con sus pagos. Estos activos volvieron al portafolio del Estado hasta que aparecieran otros compradores (Congreso de la República 2002: 50-3).

Hacia el año 2000, el Estado había vendido más de US\$ 2.000 millones de activos del sector eléctrico. No obstante, algunos de los activos más grandes todavía estaban en manos del Estado y, sin lugar a dudas, el Perú tenía un largo trecho por recorrer para modernizar este sector. Los estimados mostraron que los diseñadores de políticas necesitarían elevar la capacidad eléctrica instalada en un 8-10% al año para poder satisfacer la demanda doméstica –una meta que todavía no ha sido alcanzada–. Tampoco se ha realizado el suficiente progreso con relación a la ampliación de cobertura en las zonas rurales o con relación a la promoción de la producción de energía hidroeléctrica. Para el año 2006, los estimados del gobierno muestran que unos 7,5 millones de habitantes rurales carecen del servicio eléctrico. Las propias ricas reservas nacionales de gas natural implican tremendas posibilidades para la construcción de plantas termoeléctricas en base a gas natural que podrían generar electricidad a costos 20-25% menores que los costos actuales de la

12. «Special Economic Report: The Electricity Business». En: *The Peru Report*, noviembre de 1995, pp. 16-21.

electricidad basada en el petróleo, y a una escala nacional. Pero la materialización de este escenario dependía del desarrollo del proyecto Camisea y, junto con él, del diseño de un conjunto explícito de incentivos para alentar el uso del gas natural para la generación de electricidad.

3. EL GAS NATURAL EN ESCENA: CAMISEA RONDA I

Con el resurgimiento, en 1994, de los esfuerzos del gobierno orientados a asegurar un contrato para el desarrollo de las reservas de Camisea, todos los grandes actores privados en este mercado insistieron en que el Perú resolviera su anterior contrato en disputa con Shell antes de convocar a una licitación internacional para el proyecto. A su vez, Shell dejó muy en claro que pretendía defender su derecho legal a desarrollar Camisea a pesar de una decisión adversa de las cortes peruanas¹³. Si bien ninguna de las partes veía a la otra como la socia más deseable, ninguna podía avanzar en esta inversión proyectada de US\$ 3.500 millones sin resolver su disputa.

El *impasse* llegó a su término a mediados de 1996, cuando Perupetro otorgó una licencia de 40 años a un consorcio formado por Shell (57,5%) y Mobil (42,5%) para la explotación de aquellos lotes ubicados en la selva del sur (88A y 88B), donde Shell había perforado originalmente los pozos de gas natural y condensados, así como un nuevo acceso a reservas en el cercano y más grande Lote 75. Desde entonces, el consorcio operó bajo el nombre de la nueva subsidiaria local de Shell, Shell Prospecting and Development Peru (SPDP).

El contrato especificaba tres fases (Jones 1998: 3-4). La primera consistía en una evaluación de dos años, y estipulaba que el consorcio invertiría en ingeniería, análisis de mercado, evaluación y procesamiento de estudios sísmicos y geológicos, y la incorporación de medidas de salud y medio ambiente en el proyecto. Al concluir este período, SPDP tomaría recién su decisión de inversión extranjera. Asumiendo una decisión favorable, la fase dos establecía un marco temporal de cuatro años en el que SPDP se comprometía a la construcción de una planta de procesamiento de gas ubicada cerca de los campos de gas y condensados y de los gaseoductos respectivos para transportar el gas y los líquidos sobre los Andes hasta la costa, y a construir una planta de fraccionamiento en la costa.

La fase tres abarcaba la proyectada vida útil de cuarenta años de Camisea, durante la cual SPDP pagaría regalías en el rango de 17-47% de su producción y el transporte interno de gas y líquidos –la tasa final exacta de la regalía sería negociada luego del anuncio de SPDP de una decisión positiva de inversión extranjera–. El acuerdo estipulaba también que, luego

13. «Petroperu Attempts to Resolve Camisea Impasse». En: *The Andean Report*, octubre de 1990, pp. 178-9.

de la aprobación de Perupetro, y tomando en cuenta el interés nacional del Perú y la satisfacción de la demanda doméstica de energía, el consorcio tendría la oportunidad de exportar gas natural al Brasil.

Al final, SPDP estuvo destinada a tomar una decisión negativa de inversión extranjera y a dar por terminado el acuerdo de 1998 debido a las irreconciliables diferencias con el gobierno. Si bien algunos han especulado que la tasa de recuperación para los gases de Camisea habría sido muy baja como para que Shell persistiera, la subsiguiente explotación de estos campos de hecho ha producido una tasa de recuperación altamente rentable, por ejemplo, en el caso de los gases propano y butano¹⁴. Más bien, las razones para la salida de SPDP fueron: la escasa demanda doméstica; la disputa con el gobierno peruano con respecto al precio del gas natural por ser establecido para la producción de energía eléctrica; el derecho a exportar al Brasil; y los esfuerzos de SPDP para asegurar una plena integración vertical del proyecto (explotación, transporte, distribución), lo cual estaba prohibido por la ley peruana antimonopolio (Esmap 2005: 26-7). Al salir del Perú, Shell dejaría por lo menos US\$ 400 millones comprometidos, teniendo en cuenta todos los fondos desembolsados en el Perú desde 1981, una decisión que el gobierno de Fujimori claramente no había anticipado.

Sin embargo, hay más que contar. Para este análisis es de particular interés el legado de los esfuerzos de SPDP de cumplir con un nuevo conjunto de estándares medioambientales y regulaciones sociales que gobernaron el desarrollo energético durante la fase uno del proyecto, puesto que esto elevó la varilla considerablemente para los sucesores de SPDP. En 1991, como parte de un impulso para atraer IED y para colocar al Perú a la altura de los estándares aceptados internacionalmente, el gobierno peruano adoptó un nuevo código medioambiental y de recursos naturales con el objetivo de complementar la legislación que había sido aprobada simultáneamente para promover la inversión privada.

Al mismo tiempo, el gobierno creó el Consejo Nacional del Ambiente (Conam) dentro de la Presidencia del Consejo de Ministros, y le encargó la tarea de coordinar la política medioambiental a través de los diversos ministerios sectoriales. En el caso del petróleo y del gas, a la Dirección General de Asuntos Ambientales del MEM (DGAA) se le encargó la responsabilidad de solicitar y regular una evaluación de impacto ambiental (EIA) para cada proyecto en este sector (Esmap 1999: 65-6). Los lineamientos de la EIA incluyeron una descripción del proyecto y un análisis de línea de base del ambiente circundante; una evaluación de los impactos directos e indirectos que el proyecto podría causar en el corto y

14. Comunicación por medio de correo electrónico de la autora con César Gutiérrez de Utilities Perú, una empresa consultora de Lima, 30 de mayo de 2006.

largo plazo; un plan para manejar adecuadamente los impactos esperados; y un plan para dejar el área en condiciones medioambientales adecuadas luego de concluido el proyecto¹⁵.

Desde el lado de la regulación social, en 1993 el Perú había ratificado la Convención 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), la cual protegía el derecho de los pueblos nativos a ser consultados antes de la implementación de cualquier proyecto que involucrase la explotación de los recursos naturales ubicados dentro de los límites de sus territorios (May *et al.* 1999: 10-1). Camisea se encuentra justo entre dos de los principales centros de biodiversidad y de belleza natural del Perú –el Parque Nacional del Manu y la Reserva Apurímac (Kapila y Zarzar 1998: 14-5). Más aun, el área de los lotes 88A y 88B está localizada dentro de la Reserva Protegida Nahua-Kugapahori y es el territorio de cerca de 10.000 nativos indígenas, la mayoría de los cuales son conocidos como machiguengas. En términos del cumplimiento del Convenio 169 de la OIT, Camisea no podría haber estado en un lugar más sensible.

El consorcio no solo encaraba la enorme complejidad técnica del proyecto, así como el desafío de manejarlo dentro de un nuevo contexto socioambiental, sino que la imagen pública de Shell no podría haber estado en un nivel más bajo. La deteriorada reputación de Shell en el Perú era una secuela de su anterior negligencia respecto a estas comunidades indígenas y los ecosistemas amazónicos circundantes en la década de 1980, incluida la deforestación, la contaminación del río y el contagio de enfermedades portadas por los empleados de la empresa. De hecho, tales lineamientos eran débiles o inexistentes en ese entonces en el Perú, pero ahora era responsabilidad de SPDP cumplir el proverbial programa. En 1996, Shell estaba también saliendo recientemente de dos desastres de relaciones públicas en Nigeria y el Mar del Norte, y las apuestas en Camisea eran simplemente muy altas como para arriesgar la interrupción o el sabotaje del proyecto.

Por lo tanto, SPDP modificó el rumbo de las prácticas anteriores y se comprometió explícitamente a respetar estrictos estándares medioambientales y a trabajar estrechamente con las comunidades nativas en la implementación del proyecto (Jones 1998: 4-6). Pero existieron otras razones para que SPDP se ciñera estrictamente a las reglas para desarrollar Camisea, a saber, la posición vigilante de las organizaciones no gubernamentales (ONG) hacia este proyecto desde sus inicios. Algunas ONG, tales como Oxfam America, Amazon Watch con sede en California y Friends of the Herat, fueron inquebrantables en su oposición al proyecto (León 2003: 40-1). Otras, como Nature Conservancy, World Wildlife

15. En el caso de los proyectos existentes en el sector energía, un decreto obligaba a que cada proyecto presentase un plan de manejo ambiental y de limpieza para ser implementado en un plazo de siete años, en cumplimiento de la ley de hidrocarburos de 1993.

Federation y la red peruana de ONG ambientalistas (Red Ambiental Peruana), adoptaron un enfoque más pragmático y buscaron monitorear firmemente los compromisos ambientales de SPDP. La propia SPDP contrató la asistencia técnica de Pro-Natura, una ONG internacional fundada en el Brasil que tenía antecedentes comprobados en la promoción de asociaciones empresa-comunidad bajo similares condiciones ambientales sensibles.

En términos de mantener la estrategia de protección medioambiental establecida en la EIA de Camisea, SPDP solicitó una evaluación de la biodiversidad y un plan de monitoreo al Smithsonian's Conservation Biology Institute, el cual había colaborado desde hacía tiempo con el gobierno peruano en la preservación del Parque Nacional del Manu. Como consecuencia de estas consultas, SPDP se comprometió a un modelo «sin caminos» que implicaba el empleo de botes y helicópteros para la entrega del equipo y de los materiales necesarios para la construcción de la planta Malvinas de procesamiento de gas, la cual abarcaría 4-5 manzanas urbanas y estaría ubicada a 28 millas de los campos de gas de Camisea (May *et al.* 1999: vii-viii). Luego de concluida la planta, el gas seco sería enviado a través de un gaseoducto cruzando los Andes y hasta Lima para su empleo como combustible, mientras que el gas líquido, como el propano y el butano, fluirían a través de un gaseoducto adicional que se desviaría en la costa hacia el sur a una planta de fraccionamiento ubicada en la bahía de Paracas (Conger 2004: 196).

De manera ostensible, la construcción del gaseoducto y el trabajo realizado en la bahía de Paracas (adyacente al único refugio marino peruano) serían realizados con igual cuidado medioambiental. Sin embargo, las dificultades para mantener el mismo grado de compromiso con sólidas prácticas ambientales entre las operaciones *upstream* y *downstream* se hicieron inmediatamente evidentes cuando el socio contratista de SPDP (Bechtel-Cosapi-Odebrecht, o la Alianza BCO) comenzó a trabajar en la sección serrana del gaseoducto dual. Estas tensiones *upstream-downstream* se transferirían a los sucesores de SPDP y, de hecho, se convertirían en un desafío permanente para el adecuado desarrollo de Camisea.

La estrategia social de SPDP fue igualmente audaz, en la medida en que el consorcio buscó cumplir con las normas de la OIT que le exigían que se consultara con los grupos nativos locales y que se respetara su derecho a la privacidad. En lo relativo a esto último, y en un esfuerzo por corregir los pasados errores crasos cometidos por Shell en este frente, los gerentes de la empresa determinaron que el campamento base y el personal operativo estuviesen completamente separados de las comunidades indígenas circundantes. Esta decisión de trabajar «desde afuera» incluyó el establecimiento de estrictas medidas de salud, lo que significaba que los trabajadores de la empresa debían llevar consigo un pasaporte de salud que demostrara que habían sido vacunados contra una amplia variedad de enfermedades que podían diezmar con facilidad a la población nativa de

Camisea (May *et al.* 1999: vii). Cualquier contacto entre el personal de SPDP y los grupos locales requería un permiso explícito de un funcionario de enlace con las comunidades designado por SPDP.

Para facilitar el proceso de consulta con las comunidades locales Shell había contratado a una firma británica, Environmental Resources Management (ERM), para elaborar un perfil ambiental que fue ampliamente distribuido en 1995 a todas las diferentes partes interesadas, incluidas las ONG nacionales e internacionales y el gobierno peruano. En 1996 el gobierno peruano complementó este esfuerzo exigiendo que se convocara a una audiencia pública para todos los proyectos del MEM, y que esta fuera anunciada con antelación en los diarios nacionales. Por su propia cuenta, SPDP fue más allá de las obligaciones para dar seguimiento a las recomendaciones de ERM con el propósito de cumplir con las exigencias de los mecanismos de consulta.

Esto incluyó, por ejemplo, el contacto y diálogo con cerca de 200 organizaciones que tenían que ver con varias facetas del proyecto; la amplia difusión de información a todas las partes interesadas por medio de resúmenes informativos bilingües y artículos actualizados en el sitio web de Camisea; la participación en asambleas de consulta con más de treinta comunidades nativas locales; el desarrollo de una serie de talleres participativos en los ámbitos local, nacional e internacional, para facilitar el diálogo; y la continua incorporación de las preocupaciones de los participantes en la gestión del proyecto (May *et al.* 1999: 11-2). Si bien SPDP pudo haber fallado en convencer a algunos de sus más duros críticos, su legado fue tal que el desarrollo de Camisea continuaría siendo el centro de un intenso escrutinio. La experiencia sugiere que los esfuerzos de SPDP ayudaron a crear los tipos de capital social que eran necesarios para completar el proyecto.

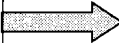


4. CAMISEA II CANALIZADA: EL REVERDECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN EL PERÚ

El breve espacio de tiempo entre la salida final de Shell-Mobil del Perú en 1998 y el otorgamiento del gobierno de tres contratos separados para desarrollar Camisea es seguramente uno de los capítulos más notables de la política peruana. Hacia finales de la década de 1990 quedó claro que Fujimori tenía toda la intención de postularse para un tercer período de gobierno consecutivo, a pesar de las restricciones constitucionales peruanas para hacerlo. Para evadir esta regla, Fujimori y sus partidarios intervinieron en el sistema judicial peruano, posibilitando de este modo su discutida reelección para un tercer período en mayo del 2000. Poco después, las revelaciones de una corrupción profundamente asentada en los niveles más altos del gobierno obligaron a Fujimori a enviar por fax

su renuncia ante el Congreso durante una visita de Estado al Japón y a permanecer ahí en el exilio.

Las condiciones políticas para concluir el paquete de inversiones en Camisea eran difícilmente auspiciosas. No obstante, tal como muestra el cuadro 3, Camisea fue finalmente asumida por tres consorcios distintos, con una significativa propiedad cruzada entre las operaciones *upstream*, transporte y *downstream*. Antes de huir del país, una de las últimas muestras de legislación energética de Fujimori fue la aprobación en 1999 de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas, la cual buscó corregir apresuradamente algunas de las deficiencias del mercado local que en última instancia destruyeron el contrato SPDP. Los críticos congresales del presidente rápidamente denunciaron que la ley era muy complaciente con los inversionistas y cuestionaron sus sesgos monopólicos. La oposición política también objetó el alza por ley de las tarifas eléctricas para el usuario final dirigida a garantizar las ganancias de los potenciales postores en el segmento de transporte del proyecto Camisea¹⁶.

Cuadro 3
Estructura propietaria de Camisea

Explotación Consortium		Compañía	Participación (%)	País
		Pluspetrol	36	Argentina
		Hunt Oil	36	Estados Unidos
		SK	18	Corea del Sur
		TecPetrol (Technit)	10	Argentina
		Total	100	
Transporte TGP (Transportadora de Gas del Perú)		Compañía	Participación (%)	País
		TecGas (Technit)	31	Argentina
		Pluspetrol	19	Argentina
		Hunt Oil	19	Estados Unidos
		Sonatrach	11	Argelia
		SK	10	Corea del Sur
		Tractebel	8	Bélgica
		Graña y Montero	2	Perú
		Total	100	
Distribución Gas Natural de Lima y Callao		Compañía	Participación (%)	País
		Tractebel	100	Bélgica
		Total	100	

Fuente: TGP.

16. «Energy Update: Camisea on Offer Again». En: *The Peru Report*, 21 de junio de 1999, p. 50.

El nuevo marco legal, por ejemplo, garantizaba a los transportadores del gas natural un estimado de 12% de retorno para ser financiado mediante un pago que haría el usuario por el consumo de electricidad (Cannock 2004: 155-6). Ofrecía también al productor derechos exclusivos provisionales por el uso del transporte a través del gaseoducto y otorgaba al distribuidor derechos exclusivos de distribución del gas natural en Lima y Callao. Al brindar a los inversionistas este nivel de exclusividad en todas las facetas de la operación Camisea, una regulación eficiente de tasas para los usuarios finales sería esencial para garantizar la eficiencia productiva y para mantener la paz en términos políticos. Como se esperaba, el éxito del gobierno para tratar adecuadamente este problema permanecería como un tema de acalorada polémica desde el momento en el que el Congreso aprobó esta nueva legislación.

El manejo del contrato de Camisea recayó en el gobierno interino del presidente Valentín Paniagua, el cual tuvo éxito al firmar contratos con dos consorcios interdependientes para la explotación y el transporte. El presidente Alejandro Toledo inició un periodo de gobierno de cinco años a mediados del 2001, y heredó las tareas restantes. El equipo de Toledo encargado del sector energía aseguró el contrato de distribución del gas de Camisea hacia mediados del 2002, y estuvo en condiciones de honrar la promesa de distribuir gas natural en Lima en agosto del 2004. Asombrosamente, veinte años después del hecho, el gobierno peruano puso Camisea en funcionamiento sin tener que endeudarse o gastar de sus propios fondos.

Sin embargo, esta imagen de cautela del sector privado se vio empañada por causa del tema del sostenimiento de los anteriores compromisos socioambientales de SPDP para desarrollar Camisea. Al igual que SPDP, los consorcios estaban obligados por el Convenio 169 de la OIT y por las estipulaciones de la propia legislación peruana sobre hidrocarburos y medio ambiente; y, ahora que el proyecto se había convertido en una realidad concreta, la comunidad de las ONG estaba cada vez más alerta. Dado el malestar de los votantes con la corrupción y el espíritu rentista que llegó a caracterizar a la era Fujimori, la sociedad civil también estaba muy vigilante. El electorado peruano estaba demandando nuevos niveles de responsabilidad de rendición de cuentas y de transparencia por parte del gobierno, y afirmando su derecho económico a una mayor participación de la creciente riqueza del país procedente de la explotación de sus recursos naturales.

Una manifestación principal de este activismo de base fue la demanda de una auténtica descentralización de la autoridad fiscal y del poder de toma de decisiones para las regiones peruanas largo tiempo desatendidas. Toledo, habiéndose comprometido durante su campaña a aprobar una audaz ley de descentralización y a realizar elecciones de candida-

tos políticos en los ámbitos regional y municipal, estableció la fecha de elecciones para noviembre del 2002. Ese mismo año fue aprobada una nueva ley de descentralización, la cual es importante para esta discusión debido a que establece que cada uno de los veinticinco gobiernos regionales tendría en principio una mayor capacidad institucional y autoridad para invertir los tributos y regalías recaudados por la explotación de recursos naturales dentro de los límites de sus propios territorios¹⁷.

Para aquellas regiones que albergan a los tres componentes operacionales de Camisea (Apurímac, Ayacucho, Cusco, Huancavelica, Ica y Lima), en el 2001 fue aprobada una nueva ley sobre el canon, la cual establecía la transferencia de 50% de los pagos por regalías de Camisea (establecidas alrededor de 38%), así como 50% del impuesto a la renta pagado por los consorcios (Esmap 2005: 84-7). Por lo tanto, el canon es un porcentaje del valor bruto del gas natural que es producido en cada una de estas regiones. Para regiones que históricamente han recibido menos de 1% del presupuesto nacional, estos ingresos financieros eran astronómicos. Tan solo en el caso del Cusco, los estimados de Perupetro muestran que las transferencias por el canon superarán los US\$ 50 millones anuales durante los próximos once años¹⁸.

Con el gobierno central dando cuenta de cerca de 90% de todo el gasto público en el 2001, la ley de descentralización, y la correspondiente ley de descentralización fiscal aprobada un año más tarde, estipularon una transferencia a las regiones de 30-40% de todos los impuestos al consumo y al valor agregado recaudados (el impuesto al valor agregado en el Perú es de 19%). Los gobiernos regionales iban a obtener inicialmente una participación de 4% del presupuesto nacional, en tanto que los gobiernos municipales recibirían un nuevo fondo de compensación municipal para ser financiado mediante una transferencia adicional de dos puntos porcentuales del impuesto al valor agregado. Estas transferencias serían hechas en adición a aquellas basadas en el canon minero y el canon por gas natural ya establecidas (Esmap 2005: 35-6).

El recientemente nombrado Consejo Nacional de Descentralización, junto con el Consejo de Ministros, tendría a su cargo el manejo del complejo proceso institucional involucrado en esta devolución de la autoridad política y fiscal a las regiones. Pero en términos de la necesidad de tomar rápidamente la posta del monitoreo socioambiental de Camisea que dejó SPDP, los nuevos protagonistas se vieron sobrepasados por la situación. Tras la salida de SPDP en 1998, una de las recomendaciones del Programa Conjunto PNUD/Banco Mundial para la Gestión del Sector Energía fue la de involucrar a las agencias multilaterales

17. Para más detalles acerca de los esfuerzos de descentralización en el Perú, véase McNulty (2006).

18. Entrevista de la autora con Antonio Cueto, presidente de Perupetro, Lima, 15 de septiembre de 2005.

en la futura supervisión del proyecto (Esmap 1999: 63). El propio Banco Mundial estaba manteniendo arrinconados proyectos como este debido precisamente a su inherente sensibilidad política. Sin embargo, el Banco Interamericano de Desarrollo tuvo un interés especial en apoyar al consorcio de Camisea, así como también al gobierno peruano, para llevar adelante estas tareas¹⁹.

A inicios del 2002, el BID entregó al gobierno un préstamo de US\$ 5 millones para el sector público para apoyar dos propósitos principales: la finalización de la titulación de tierras en el ámbito que rodea a Camisea, como una forma de desalentar las invasiones de tierras y la colonización en esta zona; y la creación de una nueva entidad pública (Grupo Técnico de Coordinación Interinstitucional del Proyecto Camisea, o GTCI) dentro del MEM para coordinar la implementación de los compromisos socioambientales del proyecto entre once distintas agencias estatales. Al mismo tiempo se abrió una oficina de la Defensoría del Pueblo para Camisea dentro del Instituto de Estudios Medioambientales de la Universidad Católica para presentar quejas y conciliar conflictos relacionados con el proyecto. Como parte de las condiciones del préstamo, el GTCI aceptó cumplir alrededor de veintiuna tareas que se agrupan en cuatro áreas²⁰:

- Mayor transparencia y difusión de información acerca de todos los aspectos del proyecto Camisea;
- Garantizar una sólida gestión ambiental de salud pública y social en la cuenca amazónica para la operación Camisea, así como para la futura exploración de gas y petróleo en el área;
- El establecimiento del Fondo de Desarrollo Socioeconómico y Ambiental del Área de Influencia del Proyecto Camisea;
- La protección efectiva de la Reserva Nacional de Paracas y de la bahía de Paracas.

A fines del 2004 el BID dio un nuevo crédito de propósito general que ascendía a US\$ 75 millones, a un plazo de catorce años, al consorcio encargado de la exploración, la explotación y la contratación que presentó con mayor detalle las condiciones sociales y medioambientales por ser satisfechas. Si bien fue censurado por las ONG ambientalistas más radicales, por entregarse a los grandes intereses energéticos, el BID se convirtió en el primer banco multilateral que aplicó criterios medioambientales estrictos para el financiamiento de proyectos. El préstamo del BID poseía dos características especialmente innovadoras.

19. Agradezco a Alexander Watson, el enlace del BID con las agencias peruanas relevantes, por compartir sus ideas acerca del rol del BID en el impulso al capital social necesario para Camisea.

20. Entrevista de la autora con Carlos Garaycochea, coordinador del GTCI, Ministerio de Energía y Minas, Lima, 19 de septiembre de 2005.

Primera, la inclusión de una provisión de condicionalidad cruzada que establecía que los operadores *downstream* de Camisea (Transportadora de Gas del Perú, o TGP) serían declarados en falta frente al préstamo del BID en caso de que el consorcio *upstream* (véase el cuadro 3) no cumpliera con satisfacer igualmente los términos socioambientales del banco originalmente asumidos por TGP (Conger 2004: 196).

En segundo lugar estuvo la insistencia del BID en la creación del Fondo de Desarrollo Socioeconómico y Ambiental de Camisea (Seidler 2004). El fondo, tal como acordaron inicialmente el BID y el gobierno peruano, reservaría 7,5% de la participación del gobierno central de las regalías generadas por Camisea, y TGP contribuiría anualmente con US\$ 250.000 para complementar estas regalías; el fondo sería operado en términos privados e independientemente del gobierno, y estaría orientado a brindar apoyo financiero a las áreas más afectadas por el proyecto Camisea en Cusco, Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima. En última instancia, este Fondo de Camisea fue diseñado como un medio rápido y flexible para la canalización de apoyo financiero a los pequeños y medianos proyectos de desarrollo sostenible en las zonas vulnerables dentro de las cinco regiones designadas.

Desafortunadamente, esta legislación nunca logró su aprobación como tal en el Congreso peruano. En cambio, en diciembre del 2004 el Congreso aprobó una ley que creaba el Fondo para el Desarrollo Socioeconómico del Proyecto Camisea, que en varios sentidos no honraba el espíritu del contrato de financiación con el BID. Primero, la ley establecía que 25% de las regalías que obtenía el gobierno central por el gas de Camisea fuera colocado en el Fondo de Camisea (Focam), para ser desembolsado exclusivamente en proyectos de inversión socioeconómica e infraestructura en las mismas cinco regiones mencionadas antes. Segundo, la participación porcentual de los fondos Focam variaría según cada jurisdicción, y tercero, el Focam no sería ni independiente del gobierno central ni manejado en términos privados. El asunto de la contribución anual de TGP fue omitido del todo en la reglamentación de la ley, lo que significó que a través del Focam se dispondría de una menor cantidad de fondos que el monto que el equipo de Toledo había acordado con el BID²¹. Obviamente, la reforma de esta legislación para satisfacer el contrato de financiación con el BID es un tema de negociación importante para el gobierno entrante de García (2006-2011).

Las ONG más militantes se indignaron cuando el gobierno no mantuvo el compromiso con el BID de canalizar recursos para pequeños y medianos proyectos de desarrollo sostenible para las comunidades indígenas más vulnerables que residen a lo largo del gaseoducto de Camisea. Estos mismos grupos están aun más indignados por causa de los permanentes

21. Comunicación personal, Alexander Watson, Hills and Company, Washington, D.C., 13 de septiembre de 2005.

problemas relativos a la erosión de los suelos, los derrames del gaseoducto, la sustitución de plantas nativas y por las intromisiones no autorizadas en las comunidades indígenas. Desde diciembre del 2004 se han presentado varias fugas importantes en el gaseoducto, derramando miles de barriles de GLN en valiosos ríos y en las tierras tropicales; más aun, se ha informado de numerosos casos de influenza y sífilis entre las poblaciones indígenas aledañas a lo largo de todo el gaseoducto (alrededor de 11.500 habitantes) (Ottaway 2006: D1).

Existe un consenso acerca de que las enfermedades son una consecuencia de las violaciones a la privacidad de las comunidades involucradas, y esto está ahora siendo corregido. Sin embargo, las causas de las fugas del gaseoducto han sido el tema de un intenso desacuerdo entre los consorcios (que aluden a intensas lluvias y a movimientos de masas de tierra dentro de un complejo escenario geográfico) y la coalición de ONG ambientalistas (que alegan el uso de materiales por debajo del estándar y un trabajo de mala calidad).

En cualquier caso, grupos como Oxfam America y Amazon Watch han pedido al BID que suspenda la financiación hasta que sean resueltos estos graves temas ambientales²². La respuesta de este último es que, si bien están lejos de la perfección, tanto los consorcios como el gobierno peruano siguen comprometidos con los altos estándares inicialmente establecidos por el contrato de financiamiento del BID. Junto con esto, un informe crítico sobre los impactos adversos de Camisea emitido el 2006 por la Defensoría del Pueblo del Perú, y una evaluación de impacto alarmante publicada por E-Tech International –una empresa de ingeniería sin fines de lucro con sede en California contratada por una coalición de ONG ambientalistas–, ha urgido al BID a realizar una auditoría ambiental y técnica integral sobre el proyecto Camisea. Al mismo tiempo, TGP ha comprometido US\$ 25 millones para los análisis, que tienen el propósito de reducir el riesgo de futuros derrames del gaseoducto (Ottaway 2006).

Otra intensa batalla tiene que ver con la construcción de la planta de fraccionamiento de gas a tan solo 4 millas de la Reserva Nacional de Paracas, en la bahía de Paracas. Los críticos afirman que el consorcio *downstream* no ha realizado un estudio adecuado de línea de base referido a la biodiversidad, y hubo quejas por las insensibilidades y las discrepancias medioambientales en la implementación entre los diferentes miembros del consorcio. Para poder avanzar, el consorcio no tuvo otra opción que la de adoptar la estrategia de manejo socioambiental del BID e involucrarse estrechamente con la comunidad local. Como una muestra de buena fe, el consorcio *downstream* comprometió US\$ 23 millones para limpiar la bahía, la cual ya estaba fuertemente contaminada debido a las plantas de harina de

22. Esta fue la postura adoptada por una amplia coalición de ONG ambientalistas en la «Camisea Public Meeting» llevada a cabo en la sede del BID en Washington, D.C., el 27 de febrero de 2006.

pescado cercanas, y otros US\$ 7 millones para proteger la Reserva Nacional de Paracas en colaboración con el Instituto Nacional de Recursos Naturales del Perú (Inrena). En este proceso, también se creó una nueva Comisión para el Desarrollo Sostenible de la Bahía de Paracas.

Otros prestamistas se han visto influidos por esfuerzos como aquellos que realiza el consorcio *downstream* y han seguido el liderazgo del BID en el respaldo a la supervisión socioambiental del desarrollo del gas natural en el Perú. La Corporación Andina de Fomento (CAF) ha comprometido ahora US\$ 125 millones en préstamos de capital social para Camisea, y el banco de desarrollo estatal del Brasil otros US\$ 100 millones. Del lado de los préstamos privados, el consorcio *downstream* obtuvo US\$ 270 millones adicionales mediante una emisión de bonos en el 2004, y el BID está ayudando a conseguir otros US\$ 60 millones de crédito de un consorcio de bancos, a un plazo de doce años, en condiciones favorables.

A pesar de los diversos contratiempos debidos a las fugas del gaseoducto y los derrames de gas natural, se espera que el permanente compromiso del BID de financiar y exigir la supervisión socioambiental logre que el futuro desarrollo del sector energético en el Perú sea menos contencioso para todas las partes interesadas relevantes. Este parece haber sido el caso con el acuerdo de junio del 2004 entre el gobierno y el consorcio *upstream* de Camisea para desarrollar el campo adyacente de Pagoreni de gas natural y condensados (Lote 56), con reservas estimadas en un tercio de las de Camisea. A diferencia de las restricciones sobre los requisitos de reservas para uso local y las exportaciones que la legislación de 1993 había establecido para los lotes 75, 88a y 88b, la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas de 1999 no establecía tales contingencias sobre la explotación de futuras reservas como las halladas en el Lote 56²³.

De hecho, la actual construcción de una planta de gas licuado natural (GLN) por Perú LNG en la costa al sur de Lima, en Pampa Melchorita, ha concitado un fuerte apoyo local a pesar de que les «pone los pelos de punta» a las ONG. Con la promesa de Perú LNG de realizar altos pagos en impuestos y regalías, y la creación de un estimado de 35 mil puestos de trabajo, el principal conflicto se presentó entre las ciudades que competían por ser la sede de la planta.

Sin embargo, en el fondo, los proyectos Pagoreni y Pampa Melchorita están destinados a la exportación, y si bien los diseñadores de política han suavizado este lado de la historia, eventualmente van a tener que encarar alguna resistencia de parte del electorado. Debido a

23. Entrevista de la autora con Carlos del Solar, presidente de la Sociedad Nacional de Minería y Energía y gerente general de Hunt Oil Company del Perú, Lima, 20 de septiembre de 2005.

que el consorcio Camisea está desarrollando Pagoreni, la decisión del gobierno de Toledo de reservarlo para la exportación y de establecer una estructura de precios variables podría encarar un desafío antimonopolio por parte de los consumidores (Cannock 2004: 180). En el caso de Perú LNG –conformado por Hunt Oil (50%), SK Gas de Corea del Sur (30%) y Repsol de España (20%)–, las bases legales pertinentes han sido satisfechas ostensiblemente. El contrato clasifica a Perú LNG como un consumidor independiente de gas natural (a pesar de la sociedad superpuesta entre Perú LNG y los consorcios de Camisea) y estipula que puede exportar GLN luego de satisfacer unos requisitos mínimos de compra.

A estas alturas, no existe discusión sobre los beneficios de desarrollar el gas natural para el Perú. Se proyecta que tan solo Camisea añadirá anualmente un punto porcentual al PIB a lo largo de sus 33 años de duración, y las exportaciones de gas natural, un punto porcentual adicional. Si bien todavía está por materializarse, queda pendiente sacar provecho de los considerables ahorros y del incremento de la eficiencia en el desarrollo de la electricidad basada en el gas natural para la principal industria del país, la minería polimetálica. En este caso, la estructura tributaria existente favorece todavía el consumo de petróleo crudo para la generación eléctrica y los necesarios procesos de calentamiento. La industria petroquímica peruana encara desincentivos similares, puesto que el actual régimen de precios alienta la expansión de la capacidad instalada para la producción de fertilizantes sobre la base de insumos energéticos anticuados (hidrógeno y nitrato de amonio), frente a la necesidad de pasar a producir etanol a partir de gas natural, lo que es más adecuado en términos ambientales²⁴. Evidentemente, sin una agresiva revisión general de estos incentivos tributarios, el consumo doméstico de gas natural seguirá rezagado.

Otro tema importante es la exportación de gas natural peruano: así como el gobierno ha luchado a lo largo de la década pasada para satisfacer las demandas de todas las diversas partes interesadas, de la misma manera tiene que presentar con claridad ante el pueblo peruano la racionalidad y los beneficios de la exportación de GLN. El plan propuesto por Perú LNG de exportar GLN a México y a la costa oeste de los Estados Unidos, desde la planta de gas natural de Pampa Melchorita y a partir del 2009, ha colocado al Perú en el mapa de productores de energía. El plan de acción estadounidense de Perú LNG también ha relegado a un segundo plano otras opciones como la exportación al Brasil o a Chile, así como la posible participación del Perú en un consorcio comercializador de gas del Cono Sur o en un «anillo energético» subregional. Sin embargo, la necesaria aceptación política para las exportaciones de GLN requerirá una mayor conciencia pública acerca de las ventajas,

24. Comunicación de la autora a través del correo electrónico con César Gutiérrez de Utilities Peru Consulting Firm, en Lima, 30 de mayo de 2006.

así como una entrega más oportuna de los beneficios del desarrollo del gas natural en el frente doméstico.

Esto también requerirá un liderazgo ejecutivo mucho más fuerte. El recientemente elegido gobierno de García tiene a su favor el haber tomado distancia de la estrategia boliviana de nacionalización y de antagonismo hacia los inversionistas y productores de energía extranjeros, y García ya ha respaldado el plan de exportación de GLN peruano a México²⁵. García también ha mencionado su intención de priorizar el mercado interno para el gas natural, de promover un mayor consumo doméstico de gas natural, y de renegociar mayores regalías con los diversos consorcios extranjeros con el propósito de que estas reflejen mejor los actuales precios del gas natural en los mercados internacionales. De manera ostensible, el plan más incipiente de exportar el GLN peruano al oeste de los Estados Unidos todavía está vigente, por lo menos desde el punto de vista de Perú LNG. Dado el tono estridente y populista y anti-Estados Unidos del oponente de García en la segunda vuelta de las elecciones presidenciales de junio del 2006, el nuevo presidente electo está avanzando con cuidado en este delicado terreno.

5. LOS DESAFÍOS FUTUROS: INCENTIVOS, DISTRIBUCIÓN Y SUPERVISIÓN

En junio del 2006, las cuestiones más apremiantes que encaraba el sector energético del Perú se ubicaban en las áreas de incentivos, distribución y supervisión. En términos de los incentivos, a finales del 2005 el equipo saliente de Toledo en el MEM anunció un paquete de medidas directas (créditos, apoyo técnico) e indirectas (reforma de los impuestos sobre el consumo de energía) orientadas específicamente hacia la promoción del uso del gas natural²⁶. Para el diseño de estas medidas, el MEM trabajó estrechamente con el Ministerio de Economía en la revisión de la estructura tributaria en el sector energía, y con algunas empresas del consorcio de Camisea para posibilitar que empresas pequeñas y medianas pasen a utilizar el gas natural. Si bien la campaña presidencial del 2006 postergó la culminación de estas medidas, la conclusión de estos nuevos incentivos debe tener la máxima prioridad en la agenda política del gobierno de García.

El ángulo distributivo, y en particular la necesidad de mostrar avances concretos en la transferencia de los impuestos y regalías a las regiones elegibles, se ha visto fuertemente complicado debido a dos factores: los defectos en la legislación para la implementación del

25. «Alan García asegura que dará prioridad a mercado interno del gas». En: *América Economía*, 13 de junio de 2006. <<http://www.americaeconomia.com>>.

26. «MEM presenta hoy paquete de 25 medidas para sustituir petróleo por gas». En: *Gestión*, 21 de septiembre de 2005, p. 10.

Fondo de Camisea que aprobó el Congreso peruano violando sus compromisos de diciembre del 2004 con el BID; y la lentitud con la que han sido implementadas las leyes de descentralización. En lo que se refiere al Fondo de Camisea, la presión para reconciliar la actual legislación peruana con el mandato del BID para este fondo se verá intensificada debido a la intención anunciada del gobierno de asegurar un préstamo adicional de US\$ 400 millones directamente del BID para apoyar la siguiente fase de explotación del gas natural. Este debe ser un tema de negociación urgente para el Congreso entrante.

Con respecto a los cuellos de botella inherentes al plan de descentralización del Perú, buena parte del problema durante el gobierno de Toledo fue la abrumadora derrota de la lista de candidatos del partido de Toledo en las elecciones regionales del 2002 y, por ende, la predominancia de tensiones interpartidarias entre el gobierno central y los gobiernos regionales. Desde el lado del gobierno central, debido a que el Congreso fue tediosamente lento y errático para establecer el Fondo de Desarrollo Socioeconómico y Ambiental del Área de Influencia del Proyecto Camisea, esto postergó aun más su desembolso. Más aun, puesto que los desembolsos de estos fondos en las respectivas regiones estaban limitados a proyectos de infraestructura pública, el proceso de revisión y aprobación de propuestas está recién en curso.

A su vez, esto refleja las terriblemente débiles capacidades institucionales con las que actualmente cuentan las regiones para el diseño y manejo eficiente de estos proyectos de infraestructura. La demora considerable en la entrega de bienes públicos a las regiones ha generado resentimiento y resistencia ante una reforma más amplia; por ejemplo, las amplias y sonadas protestas en contra de la privatización de los activos eléctricos en Cusco y Arequipa, hasta que los fondos y proyectos prometidos empezaron a «gotear».

Es claro que, si bien el candidato presidencial populista Ollanta Humala perdió las elecciones de julio del 2006 por cinco puntos porcentuales por lo menos, ganó largamente en aquellas regiones más afectadas por el proyecto Camisea –Cusco, Ayacucho y Huancavelica–²⁷. García capturó las dos regiones restantes (Ica y Lima), pero logró menos de un tercio de todo el voto regional. Si bien se trató de un resultado que es mejor que la debacle electoral regional de Toledo en el 2002, García todavía encara una batalla contra la pendiente para mitigar los resentimientos regionales sobre la distribución de las rentas del gas natural. La fuerte presencia electoral de un político nacionalista poco conocido en estas áreas, junto con el ritmo extremadamente lento para generar un sólido portafolio de

27. Los resultados de las elecciones pueden encontrarse en:
<<http://weblogs.elearning.ubc.ca/peru/archives/027959.php>>.

proyectos regionales, sugiere que el gobierno entrante haría bien en poner más empeño para encarar este tema.

Por último, con respecto al tema de la supervisión, tanto el GTCl como la Oficina de la Defensoría del Pueblo para Camisea fueron creadas como entidades provisionales para garantizar el cumplimiento de los mejores estándares sociales y medioambientales durante la construcción de Camisea. Y, con todo el empeño que ambos han puesto en llevar a cabo este mandato, el creciente número de partes interesadas en torno al desarrollo del gas natural del Perú sugiere la necesidad de una mayor, y no menor, supervisión institucional. Es crucial la pregunta sobre cómo ampliar e institucionalizar de mejor manera los tipos de mecanismos de supervisión social y medioambiental que ahora son exigidos por el BID. Esto, junto con una más seria exigencia del cumplimiento de los lineamientos antimonopolio y sólidas políticas de competencia, podrían contribuir a evitar las políticas distributivas autodestructivas que ahora acechan al sector energía de los vecinos inmediatos del Perú al norte y al sur.

Abreviaturas

- BCO – Consorcio Bechtel-Cosapi-Odebrecht
- BID – Banco Interamericano de Desarrollo
- CAF – Comisión Andina de Fomento
- COES – Comité de Operación Económica del Sistema
- Conam – Consejo Nacional del Ambiente
- DGAA – Dirección General de Asuntos Ambientales del MEM
- DGE – Dirección General de Electricidad
- EIA – Estudio de impacto ambiental
- Focam – Fondo de Camisea
- GIA – Grupo Internacional Americano
- GLN – Gas licuado natural
- GRA – Gestión de recursos ambientales
- GTCL – Grupo Técnico de Coordinación del Proyecto Camisea
- IED – Inversión extranjera directa
- Inrena – Instituto Nacional de Recursos Naturales
- IPC – International Petroleum Company
- MEM – Ministerio de Energía y Minas
- OIT – Organización Internacional del Trabajo
- ONG – Organización no gubernamental
- Osinerg – Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
- PNUD – Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
- SPDP – Shell Prospecting and Development Peru
- TGP – Transportadora de Gas del Perú (operadores *downstream* Camisea)
- BMC – Billones de metros cúbicos

BIBLIOGRAFÍA

CANNOCK, Geoffrey

2004 «Peru: Potential Role for the Region». En: BEATO, Paulina y Juan BENAVIDES (Eds.). *Gas Market Integration in the Southern Cone*. Washington, D.C.: IADB.

CONGER, Lucy

2004 *Pipe Dream*. Institutional Investor.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA, COMISIÓN INVESTIGADORA SOBRE LOS DELITOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS COMETIDOS ENTRE 1990-2001

2002 *Informe final de la Investigación*. Lima.

ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAMME

2005 *Comparative Study on the Distribution of Oil Rents in Bolivia, Colombia, Ecuador, and Peru*. Washington, D.C.: Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Programme.

1999 *Perú: reforma y privatización en el sector hidrocarburos*. Washington, D.C.: Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Programme.

GUTIÉRREZ, César

2005 *Política energética del Perú: electricidad, petróleo, gas natural*. Presentación realizada en la Corporación Andina de Fomento. Lima, 12 de septiembre.

JONES, Murray G.

1998 «Environmental Impact Assessment Within a Multi-National Enterprise: Adaptive EIA in the Camisea Project». Presentado en la *Conferencia sobre Evaluación de Impacto en el Proceso de Desarrollo*. University of Manchester, 23 y 24 de octubre.

KAPILA, Sachin y Alonso ZARZAR

1998 *Machiguenga History Booklet*. Lima: Shell Prospecting and Development Peru.

LEÓN, Camilo D.

2003 *Social Impact Assessment of the Camisea Pipeline Project*. Tesis de maestría. Departamento de Economía Agrícola y Sociología Rural, The Pennsylvania State University.

MAY, Peter H. et. al.

1999 *Corporate Roles and Rewards in Promoting Sustainable Development: Lessons Learned from Camisea*. Energy and Resources Group, University of California-Berkeley.

McNULTY, Stephanie

2006 *Empowering Civil Society? Decentralizing the State and Increasing Local participation in Peru*. Tesis doctoral. Departamento de Ciencias Políticas, George Washington University.

MOUAWAD, Jad

2005 «Heat Costs Expected to Surge». En: *The New York Times*, 30 de septiembre. Disponible en: <<http://www.nytimes.com/2005/09/30/business/30fuel.html?th&emc=th>>.

OTTAWAY, David B.

2006 «Gas from the Rain Forest». En: *The Washington Post*.

SEIDLER, Helen

2004 *Diseño preliminar del Fondo Camisea*. Documento inédito. GTCI, Ministerio de Energía y Minas del Perú, Lima.

THORP, Rosemary y Geoffrey BERTRAM

1978 *Peru, 1890-1977: Growth and Policy in an Open Economy*. Nueva York: Columbia University Press.

WILSON, Patricia A. y Carol WISE

1986 «The Regional Implications of Public Investment in Peru». En: *Latin American Research Review*, 21, N° 2, pp. 93-116.

WISE, Carol

2003 *Reinventing the State: Economic Strategy and Institutional Change in Peru*. Ann Arbor, MI: University of Michigan Press.

WORLD BANK

2005 *World Bank Development Indicators 2005*. Washington, D.C.

Artículos de revistas

«Energy Update: Camisea on Offer Again». En: *The Peru Report*, 21 de junio de 1999, p. 50.

«Special Economic Report: Oil and Gas». En: *The Peru Report*, diciembre de 1995-enero de 1996, pp. 19-29.

«Special Economic Report: The Electricity Business». En: *The Peru Report*, noviembre de 1995, pp. 16-21.

«Petroperu Attempts to Resolve Camisea Impasse». En: *The Andean Report*, octubre de 1990, pp. 178-9.

«New Search for Foreign Oil Investment as Petroperu Runs Out of Cash». En: *The Andean Report*, abril de 1989, p. 123.

«Shell to Continue to Search for the Big One: Real Oil». En: *The Andean Report*, abril de 1988, p. 110.

«Shell Strikes Camp». En: *The Andean Report*, diciembre de 1988, p. 303.

«Government Fishing for New Oil Contracts». En: *The Andean Report*, marzo de 1977, p. 44.

«New Operations for Old Oilfields». En: *The Andean Report*, agosto de 1977, pp. 146-8.

Entrevistas

César Gutiérrez	Utilities Peru Consulting	Lima, 30 de mayo de 2006
Alexander Watson	Hills and Company	Washington, D. C, 13 de septiembre de 2005
Carlos del Solar	Presidente, Sociedad Nacional de Minería y Energía; y Gerente General, Hunt Oil Company of Peru	Lima, 20 de septiembre de 2005
Edwin Quintanilla	Gerente general, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osiner)	Lima, 19 de septiembre de 2005
Juan Miguel Cayo	Viceministro de Energía, Ministerio de Energía y Minas	Lima, 19 de septiembre de 2005
Carlos Garaycochea	Coordinador de la GTCI, Ministerio de Energía y Minas	Lima, 19 de septiembre de 2005
Cecilia Blume	Jefa del Gabinete, Oficina del Primer Ministro del Perú	Lima, 15 de septiembre de 2005
Hans Flury	(Ex Ministro de Energía y Minas), director Legal, Southern Peru Copper Corporation	Lima, 15 de septiembre de 2005
Antonio Cueto	Presidente de Perupetro	Lima, 15 de septiembre de 2005
Jaime Quijandria	(Ex Ministro de Energía y Minas y ex director de Petroperú), Director Ejecutivo, Banco Mundial	Washington, D.C., 8 de septiembre de 2005
Carolina Castillo	Funcionaria, Copri	Lima, 17 de diciembre de 1998
Manuel Llosa	Director, Comisión de Promoción de la Inversión Privada (Copri)	Lima, 18 de julio de 1995
Carlos Montoya	Director, Comisión de Promoción de la Inversión Privada (Copri)	Lima, 25 de mayo de 1992