

Análisis Legal de los Contratos de Transporte del Proyecto Camisea



JIMPSON DÁVILA ORDOÑEZ
CÉSAR GAMBOA BALBÍN



DERECHO, AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES - DAR

busca integrar de manera coherente políticas públicas, prácticas sociales y actividades económicas, en la definición de una visión de desarrollo sostenible. Para ello, cuenta con un equipo especializado en temas ambientales y de conservación de la biodiversidad, bajo una visión integradora de los campos jurídicos, sociales, ambientales y de interculturalidad. El equipo de DAR está organizado en tres programas: Programa Ecosistemas, Programa Social Indígena y Programa Energía Sostenible.

Programa Energía Sostenible

El Programa Energía Sostenible de DAR viene implementando una importante labor de seguimiento a megaproyectos de energía e infraestructura, así como el monitoreo a las Instancias de Financiamiento Internacional. De igual modo participa y coordina espacios interinstitucionales, como el *Colectivo de Áreas Naturales Protegidas e Hidrocarburos y Acción Ciudadana Camisea* –ACC.

Con relación al Proyecto Camisea, DAR viene realizando un exhaustivo análisis de los contratos de Camisea; publicando en octubre de 2008 un primer estudio sobre los contratos de explotación de los Lotes 88 y 56, y en esta oportunidad el **Análisis de los Contratos BOOT de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural**, revelador informe sobre cómo estamos negociando con nuestros cada vez más escasos recursos naturales.

Análisis Legal de los Contratos de Transporte del Proyecto Camisea

ELABORADO POR

JIMPSON DÁVILA ORDOÑEZ

CÉSAR L. GAMBOA BALBÍN

DERECHO, AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES DAR

FEBRERO 2010

Análisis Legal de los Contratos de Transporte del Proyecto Camisea

Derecho Ambiente y Recursos Naturales DAR
Calle Coronel Zegarra N° 260, Jesús María (Lima 11)
Teléfono: (511) 2662063
Correo Electrónico: dar@dar.org.pe
Página Web: www.dar.org.pe

Autores del Informe:
Jimpson Dávila Ordoñez
César Gamboa Balbín
José Enrique Blas Arenas (colaborador)

Primera Edición: Febrero 2010
Número de ejemplares: 1000

Foto de Portada: TGP

Diseño e impresión: Sonimágenes del Perú SCRL
Av. 6 de agosto 968. Jesús María
Teléfono: 652 3444 / 65203445
Correo electrónico: diseño@sonimágenes.com

Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú N° 2010 - 03418

Se permite la reproducción parcial o total de este libro, su tratamiento informático, su transmisión por cualquier forma o medio, sea electrónico, mecánico, por fotocopia u otros; con la simple indicación de la fuente cuando sea usado en publicaciones o difusión por cualquier medio.

Esta publicación presenta la opinión de los autores y no necesariamente la visión de Oxfam Internacional.

Impreso y hecho en Perú.

Agradecimientos Especiales

El presente Informe es parte de la planificación y el esfuerzo del Colectivo de organizaciones que conforman Acción Ciudadana Camisea - ACC. Participan en este grupo de trabajo, la Asociación Civil Labor, Asociación para la Conservación del Patrimonio del Cutivireni – ACPC, Centro de Investigación y Promoción Amazónica – CIPA, Derecho, Ambiente y Recursos Naturales - DAR y Oxfam América.

Queremos agradecer también a las personas que con sus aportes han podido ayudar a nuestro trabajo como son Aurelio Ochoa, Cesar Butrón, Gustavo Navarro, Javier Aroca, Patricia Díaz, Anthony Jo Noles, María Teresa Colque, Alberto Barandiarán y Franklin Mendoza. Del mismo modo, expresamos un profundo agradecimiento al equipo de trabajo de DAR.

Esta publicación ha sido posible gracias al financiamiento de Oxfam Internacional.

Contenido

Presentación	9
Resumen Ejecutivo	11
Introducción	25
Capítulo Primero: Antecedentes Legales	43
1. El Upstream y sus modalidades contractuales	43
1.1. El contrato de licencia	43
1.2. El Contrato de Servicios	45
1.3. Otras modalidades contractuales	46
2. El Downstream y sus modalidades contractuales	47
2.1. El Contrato BOOT de Transporte	48
2.2. Los Contratos Ley en las actividades de hidrocarburos	50
Capítulo Segundo: Antecedentes y Negociación	53
1. El Proyecto Camisea	53
1.1. El componente de Transporte en los Tiempos de Shell	53
1.2. El componente de Transporte en los tiempos de Shell-Mobil	58
1.3. La Negociación y el Concurso Público Internacional	61
2. Transportadora de Gas del Perú - TGP	67
2.1. Tecgas NV	72
2.2. Carmen Corporation	73
2.3. Hunt Pipeline Company Ltd	73
2.4. SIPCO Perú Pipelines Corporation	74
2.5. SK Corporation	74
2.6. Suez Tractebel S.A.	75
2.7. Graña y Montero S.A.	75
Capítulo Tercero: Incidentes y Percances del Sistema de Transporte de Hidrocarburos	77
1. Sistema de transporte de hidrocarburos	77
1.1. Descripción del ducto de gas natural	78
1.2. Descripción del ducto de líquidos de gas natural	79
2. Incidentes en el Ducto de Líquidos de Gas Natural	80
2.1. Primer Incidente	81
2.2. Segundo Incidente	82

2.3. Tercer Incidente.....	83
2.4. Cuarto Incidente	85
2.5. Quinto Incidente	85
2.6. Sexto Incidente	86
3. Análisis de los percances.....	87
3.1. Rol de Osinergmin	87
3.2. Hallazgos de la Auditoría de la Germanisher Lloyd	91
3.3. El Debido pago indebido en los contratos BOOT de transporte de Gas Natural	97
Capítulo Cuarto: Las Servidumbres	101
1. Consideraciones previas.....	101
2. Las Servidumbres en las actividades de transporte.....	101
3. El caso de servidumbre por contrato.....	103
4. El caso de la Servidumbre por acto administrativo	104
5. Inadecuadas Indemnizaciones	110
6. ¿Qué tanto ha cambiado la regulación sobre servidumbres en las actividades de transporte de hidrocarburos?.....	111
Capítulo Quinto: Garantías Bancarias y Garantía de Red Principal GRP	115
1. El Problema de las Garantías Bancarias	115
1.1. La Garantía de Fiel Cumplimiento	115
1.2. La Garantía de Fiel Cumplimiento Complementaria	117
1.3. Penalidades y Garantía ¿Quién Pierde?	118
2. Garantía por Red Principal.....	120
2.1. La Filosofía de la Garantía por Red Principal (GRP)	120
2.2. De Garantía a instrumento de financiación	121
2.3. Desvirtuando la Garantía por Red Principal.....	123
2.4. La Garantía por Red Principal como medio de financiación de futuros proyectos energéticos	124
2.5. La Garantía por Red Principal: Un pago sin servicio.....	125
Capítulo Sexto: Crisis de Infraestructura y desabastecimiento de Gas Natural.....	127
1. La escena nacional.....	127
2. El problema de los contratos de transporte.....	129
3. El Aumento de la capacidad de suministro de ducto.....	131
4. Una posible intervención en zona selva	132
Conclusiones	135
Fuentes de la Investigación	139

Presentación

El Proyecto de gas de Camisea, por diversos motivos, es el caso emblemático de las grandes inversiones en hidrocarburos en la Amazonía peruana. Sus tres componentes: la exploración y explotación de yacimientos de gas en Camisea y su procesamiento en la planta de separación primaria, el fraccionamiento de líquidos de gas natural, además de un terminal marítimo; el transporte de gas natural hasta Lurín, y el transporte de líquidos de gas natural hasta la planta de fraccionamiento; y, la distribución de gas natural a Lima y Callao, han representado desafíos enormes para el país no solo por sus dimensiones y los fondos de inversión involucrados, sino también porque han sido *greenfield projects*, es decir, proyectos sin antecedentes previos, ante los cuales se carecía de las restricciones impuestas o recomendadas por una experiencia anterior. Ante la carencia de estas lecciones que nos permitan aprovechar mejor el proyecto, reduciendo al máximo sus riesgos, el país ha asumido el elevado costo de aprendizaje.

La producción de gas para el consumo interno y/o la exportación viene generando importantes beneficios para la economía nacional, convirtiéndose el Proyecto Camisea como la gran esperanza del país para la mejora de la matriz energética. No obstante, la carencia de conocimientos y preparación para abordar este tipo nuevo de proyectos obligó al país a asumirlos con falta de instrumentos normativos específicos de protección y de una política de hidrocarburos adecuada. Esta situación facilitó las fases de extracción y transporte sobre áreas biodiversas y tierras de pueblos indígenas aislados. La conjunción de la falta de requerimientos legales o inadecuados y la equivocada aplicación de convenios y acuerdos internacionales, puso en riesgo la protección de derechos humanos, salud y seguridad de las comunidades, así como la protección y conservación de biodiversidad, incluyendo especies en peligro y ecosistemas frágiles, en hábitats naturales, críticos y de áreas protegidas legalmente. Y también el interés nacional.

La fase de transporte de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea ha representado un gran desafío. Se tuvo que diseñar un marco legal y contractual nuevo para la construcción y operación del gaseoducto desde Malvinas hasta Lurín y Paracas. El gasoducto atraviesa diversos socio-ecosistemas, las tres regiones naturales del país (Amazonía, Sierra y Costa) y cinco regiones (Cusco, Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima). Muchos de estos ecosistemas viven comunidades y han sido catalogados como frágiles y estratégicos por los servicios ambientales que proporcionan, por lo que debieron tomarse las más altas previsiones con el fin de evitar daños. Sin embargo, se han producido 6 "incidentes" y a la fecha se desconoce el proceso de levantamiento de las 32 observaciones hechas al sistema de transporte, que actualmente ya se encuentra saturado, evidenciando también problemas de planificación.

Los nuevos descubrimientos de reservas de gas natural y petróleo, la adjudicación de nuevos lotes y el inicio de nuevas exploraciones de hidrocarburos en la Amazonía y en la costa peruana, exigen la necesidad de introducir cambios y mejoras en la legislación, procedimientos y reglamentos sobre transparencia de las inversiones, contratos, protección de áreas protegidas y pueblos indígenas, procesos de consulta, entre otros temas. En estas nuevas oportunidades, de ninguna manera pueden volver a repetirse los errores cometidos hasta ahora, esa es una obligación que tiene no solo el Gobierno sino todos los peruanos, pues tenemos el deber constitucional de proteger los derechos fundamentales, los intereses nacionales y los deberes fundamentales de contribuir a una efectiva gestión ambiental y de proteger el ambiente, asegurando particularmente la salud de las personas en forma individual y colectiva, la conservación de la diversidad biológica, el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales y el desarrollo sostenible del país.

Por ello, desde Derecho Ambiente y Recursos Naturales (DAR) venimos reflexionando respecto de los aciertos y errores cometidos en el Proyecto Camisea por su rol emblemático en la definición de las políticas nacionales sobre hidrocarburos y energía. En esta oportunidad a través de un análisis de los contratos BOOT para desarrollar las fases del *Dowstream* (transporte y distribución), los autores (integrantes del Programa de Energía Sostenible de DAR), reflexionan sobre la protección del interés nacional durante las etapas de determinación del marco legal y de negociación y ejecución de los contratos. Consideramos, que este informe, junto a los trabajos anteriores de la institución, pueden contribuir sustancialmente ayudar a identificar las lecciones aprendidas en el proceso del Proyecto Camisea, no solo para evitar que se repitan los errores sino para enmendarlos y así contribuir con la protección de los intereses nacionales, y una efectiva gestión ambiental y de proteger el ambiente.

Este informe resulta de vital importancia y muy oportuno en momentos que se discute una Nueva Matriz Energética Sostenible y se cierran acuerdo de Energía con países vecinos como Brasil. Confiamos que se utilicen las lecciones aprendidas que se describen en el informe en los futuros procesos de negociación del Proyecto Camisea, en la negociación de nuevos proyectos de hidrocarburos en el país, en la formulación de propuestas para la mejora del marco normativo (ambiental y social) en beneficio de las comunidades locales, así como en la definición de una Política Nacional sobre Energía e Hidrocarburos.

Hugo Che-Piu Deza

Presidente

Derecho, Ambiente y Recursos Naturales DAR

Resumen Ejecutivo

Análisis de los contratos BOOT de transporte de gas natural y líquidos de gas natural

El Perú conocía muy poco de economía energética; por un lado, importaba el diesel que no tenía, y por otro lado dejaba de explotar el gas que tenía en mayor abundancia. Por eso, la explotación del gas de Camisea era tanto la oportunidad que le daría al país la seguridad energética que necesitaba como el importante paso hacia la diversificación de la matriz energética nacional. Los desafíos y riesgos ambientales y sociales que el Proyecto Camisea significaba fueron subordinados al objetivo principal que el Perú tenía como política: La seguridad energética nacional. A pesar de lo razonable y necesario del objetivo, el Estado Peruano facilitó una serie de modificaciones legales y contractuales que ponían la seguridad energética en tela de juicio con un apoyo decidido al Proyecto de exportación del gas de Camisea a México. Es decir, el Estado, mientras que con una mano predicaba la seguridad energética, con la otra hacía lo imposible por no tenerla. Esta grave contradicción en la decisión político-estatal ha generado una crisis de abastecimiento en el Perú y una paradoja difícilmente de entender: Gas para México pero no del mismo modo para las regiones del Perú.

Dicho modus operandi, sólo puede ser entendido desde una lógica del sector privado, ya que, vista desde una perspectiva del interés general no se puede encontrar justificación alguna a dicha decisión. Esto es tan cierto que hasta económicamente, por no mencionarse los aspectos sociales y ambientales, el Proyecto de Exportación es además un mal negocio. Ahora, en la agenda del día se habla de un acuerdo energético entre Perú y Brasil, cuyas bondades tiene - y se vuelve a repetir el tema - la de asegurar energéticamente al Perú. Sin embargo, se prioriza la mayor cantidad de energía para Brasil en vez de nuestro país. Entonces, el Perú atraviesa por una situación sintomática en la cual le es difícil definir y hacer valer sus prioridades como consecuencia de la ausencia de una política energética nacional que marque el destino de nuestro país para los próximos 20 años.

Cuando una política energética no ha sido bien definida, no se puede esperar lo mejor de los contratos, que tienen por finalidad realizar los fines que ésta establece. De ahí la importancia de dicho estudio, ya que además de dejar comprobado la ausencia de planificación estatal y la existencia de una política energética tímidamente delineada, aporta una serie de recomendaciones y elementos

para el debate con el objeto de que sean considerados y no se vuelvan a repetir en otros proyectos de hidrocarburos y específicamente proyectos de transporte de gas natural. Sin embargo, su fin es mucho mayor, buscando contribuir pequeñamente a la construcción de una Política Energética Nacional.

I. El Upstream y el Downstream y sus modalidades contractuales

El componente Upstream es el conjunto de actividades que implica localizar, inventariar y explotar las reservas de gas. Dicho componente se subdivide en tres fases: Exploración, Perforación y Producción o Explotación.

El sistema jurídico peruano ha optado por el “contrato de licencia” y el “contrato de servicios”¹ como medios legales para desarrollar las fases del Upstream. Hasta la fecha, de los 91 contratos suscritos por PERUPETRO S.A., 88 son contratos de licencia, contrato preferido por las enormes ventajas que otorga, como volver al contratista propietario de la totalidad de los hidrocarburos extraídos y la posibilidad de disponer libremente de éstos.

A pesar que dicho modelo contractual despoja completamente al Estado de su propiedad sobre los hidrocarburos, el sistema jurídico peruano no ha implementado otros modelos contractuales que impliquen una alianza público privada que permita que al Estado tener participación en la propiedad de los hidrocarburos. En diversos países y no sólo de la región, se usan contratos asociativos y contratos de Joint Venture (riesgo compartido) por lo que podrían ser usados como una oportunidad para que el Estado vía contractual pueda recuperar parte del control perdido sobre los hidrocarburos sin desincentivar la necesaria inversión.

El componente Downstream comprende las fases de transporte y distribución de los hidrocarburos. El sistema jurídico peruano ha optado por el Contrato BOOT como medio para desarrollar las fases del Downstream (transporte y distribución). Propiamente, el Contrato BOOT sirve para desarrollar grandes proyectos de infraestructura, y no necesariamente proyectos de hidrocarburos. El BOOT es un conjunto de obligaciones², que forman parte del contenido del contrato además de otras obligaciones de orden ambiental, tarifario, técnico y legal.

1 A través del contrato de licencia, el Estado transfiere al contratista el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos, en cambio con el contrato de servicios el contratista no recibe ningún derecho de propiedad, pero sí recibe del Estado un pago por el servicio que presta (explotación)

2 Built (construir), Own (ser propietario) Operate (prestar el servicio) & Transfer (transferir la propiedad al Estado)

Dichos contratos pueden ser revestidos bajo la figura del "contrato ley" que les confiere una protección especial a nivel constitucional a fin de que éstos no puedan ser modificados o dejados sin efecto unilateralmente por el Estado. Esta figura en otras constituciones del mundo es prácticamente inexistente y se ha introducido en la constitución peruana con el objeto de asegurar las inversiones extranjeras de gran capital. Su nivel de protección es tal que el Tribunal Constitucional se ha visto impedido, de revisar, la constitucionalidad de las cláusulas de los contratos que cuentan con dicha protección especial.

II. Antecedentes y negociación

En el año 1981, Shell, empresa con amplia experiencia en la industria de hidrocarburos y muy criticada a la vez por su desempeño ambiental y social en Nigeria y el Mar de Norte, decide invertir y suscribir con PETROPERÚ S.A. un contrato de exploración petrolífero en los antiguos Lotes 38 y 42 (actualmente Lotes 88 y 56, respectivamente) en un contexto en que el marco legal peruano no exigía ningún tipo de obligación social y ambiental. Por ejemplo, no se exigía la realización de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Llegado el año 1984, se encontraron los primeros yacimientos de Camisea, pero no fue sino hasta el 10 de marzo de 1988, durante el primer gobierno del Presidente Alan García, que se procedió a la firma del Acuerdo de Bases para la explotación de Camisea.

En ese contexto, hubo una serie de denuncias de orden legal al Acuerdo de Bases, por no respetar una adecuada retribución de la renta a favor de Cusco como lo exigía la Constitución Peruana de 1979. Asimismo, existía en el Perú una red de distribución de hidrocarburos mucho más competitiva que el gas natural. Por otro lado, en caso que el mercado interno no consuma dicho hidrocarburo, el Estado asumiría económicamente el lucro cesante por aquella cantidad de gas que Shell dejaba de vender. Estos elementos, aunados a la crisis económica y social que atravesaba el país, establecieron las condiciones para que el Estado concluya la negociación, retornando los yacimientos Camisea, como un regalo de Dios, a las manos del Estado.

Durante la década de los 90, a través de una serie de incentivos legales y tributarios, se inició un proceso de liberalización de las actividades de hidrocarburos. Bajo este marco, en 1994 PETROPERÚ S.A. suscribió con el Consorcio Shell-Mobil el "Convenio para la Evaluación y Desarrollo de Yacimientos de Camisea" a fin de analizar la factibilidad del Proyecto, y en 1996 procedió a la firma del "Contrato de Explotación".

Shell vio esta oportunidad para limpiar su imagen internacional, introduciendo en sus operaciones el criterio del Beneficio Neto que consiste básicamente en asegurarle al Estado que al finalizar el Proyecto las comunidades se encontrarían en mejores condiciones que al inicio del mismo. No obstante, el Consorcio Shell-Mobil decidió no continuar con la segunda fase del contrato por un desacuerdo con el Estado en los precios del combustible.

Para Shell-Mobil le era mucho más rentable, ante el inexistente mercado de gas natural en el Perú, exportar el gas a Brasil; sin embargo, dicha posibilidad le fue denegada por el Estado. Así también, se le denegó la posibilidad que sea el titular de todas las fases del Proyecto (producción, transporte y distribución), medida que fue asumida para evitar que Shell-Mobil tenga una posición monopólica en el Proyecto.

Tantos inconvenientes - y la falta de un instrumento idóneo que a criterio del Consorcio compense adecuadamente la inversión del contratista - hicieron que el Consorcio Shell-Mobil se retirara del país dejándole al Perú, por segunda vez, como un regalo de Dios, los yacimientos de Camisea, y ahorrándonos casi US\$ 500 millones en inversiones por exploración y desarrollo del Proyecto.

Sucedido esto, el Estado pudo asumir la explotación de los yacimientos de Camisea, pero no lo hizo, por la visión política económica imperante que sostenía que el Estado jugaba un rol subsidiario en la economía y que se limitaba solamente a establecer las reglas de juego sobre el cual se desenvolvería el sector privado. Por ello, en abril de 1999 se creó el Comité Especial del Proyecto Camisea-CECAM, para llevar a cabo el proceso de inversión privada en todas las etapas del Proyecto Camisea; e inició la convocatoria al concurso público internacional, el 31 de mayo de 1999.

En dicho concurso se entregó a un mismo postor las fases del transporte y distribución, por lo que el Comité no prefirió, a pesar de lo recomendable que era a nivel técnico, realizar un concurso individual y diferenciado para otorgar en concesión cada fase del proyecto. Asimismo, mediante una cuestionable interpretación del numeral 1.1 de las bases del concurso público internacional para dar en concesión las fases de transporte y distribución, se permitió que las empresas participantes de este concurso, puedan también participar del concurso para la explotación del Lote 88, de manera que con esta medida se dio pie para que un mismo grupo de empresas pudieran participar en más de una de las fases del Proyecto Camisea. Por eso, tanto el Consorcio Camisea como Transportadora de Gas del Perú-TGP, cuentan mayoritariamente con la participación accionarial de un mismo grupo empresarial.

Además, las mismas bases del concurso internacional (transporte y distribución) posibilitaron que los ganadores del concurso para la explotación del Lote 88 puedan participar hasta el 20% del capital social de la sociedad concesionaria

(TGP) ganadora de la concesión de transporte y distribución. De manera que si las empresas participantes del concurso de transporte y distribución no decidiesen participar en el concurso para la explotación del Lote 88, de todas maneras los ganadores de éste último, tenían la opción de hasta el 20% para participar accionarialmente en la empresa ganadora de la concesión de transporte y distribución, por lo que también, se dieron las condiciones necesarias para que un mismo grupo de empresas participen en más de una de las fases del Proyecto Camisea.

Por otro lado, es característico en el Proyecto Camisea, la falta de una mayor participación de postores. Si bien eran conocidos los notables beneficios que estos lotes representaban para los inversionistas - en los cuales no tenían que incurrir en gastos de exploración, como lo hizo Shell - los concursos no tuvieron la acogida del caso.

Por ejemplo, en el concurso para entregar en concesión el Lote 88 participó sólo Total Elf de Francia y el consorcio Camisea liderado por Pluspetrol de Argentina. En el caso del concurso para entregar en concesión el sistema de transporte y distribución sólo hubo un único postor: Transportadora de Gas del Perú-TGP; y qué decir sobre el Lote 56 que ni hubo concurso internacional. En el caso de TGP, el efecto de no existir postores ha permitido que se ofrezcan ofertas económicas muy cercanas al precio base establecido por el Estado. Así, mientras que el Estado estableció como precio base US\$1,451.020.000 dólares, TGP ofreció US\$1,449.000.000³, una diferencia de tan sólo US\$2020 y cuya finalidad era sólo la de cumplir con el requisito legal que exige ofrecer una oferta económica menor al precio base establecido por el Estado.

Es muy probable que esta diferencia se hubiese ampliado si es que hubiesen existido mayores postores. En el caso del Lote 88, el Estado ofreció una regalía del 10%, pero gracias a la competencia se obtuvo una regalía del 37.24% que generará mayores ingresos para las regiones del Perú por concepto de canon; sin embargo, no sucede lo mismo con la concesión de transporte y distribución.

III. Incidentes del sistema de transporte de hidrocarburos

El ducto de gas natural tiene un recorrido de 730 Km. desde la Planta Las Malvinas (punto de recepción) hasta el City Gate (punto de entrega) en Lurín. Este ducto está dividido en tres tramos: Selva, Sierra y Costa con aproximadamente

3 Circular Nº T & D – 63 Concurso Público Internacional para otorgar las Concesiones de Transporte de Líquidos y Gas y la Distribución de Gas en Lima.

210, 310 y 210 Km. respectivamente. Así también, el diámetro del ducto no es constante en todo su recorrido por lo que tiene 32 pulgadas en la Selva, 24 pulgadas en la Sierra y 18 pulgadas en la Costa.

El ducto de líquidos de gas natural por su parte tiene un recorrido de 561 Km. partiendo desde Planta Las Malvinas (punto de recepción) hasta Playa Lobería Bahía de Paracas (punto de entrega). El ducto se encuentra dividido en dos tramos. Un primer tramo de 455 Km. con 14 pulgadas de diámetro y un segundo tramo de 105 Km. con 10.75 pulgadas.

Todos los incidentes han ocurrido solamente sobre el ducto de líquidos. El OSINERGMIN frente a este proceso ha desempeñado una labor imparcial, abriendo los procesos administrativos e imponiendo las sanciones respectivas, no sólo durante la fase de construcción, sino también durante la fase de operación. Sin embargo, esta actitud, no se ha replicado en otros sectores, donde algunos funcionarios públicos asumieron una posición de defensa del Proyecto a pesar que les correspondía como representantes del Estado y del interés general mantener un rol imparcial. Esto último se evidencia en la poca voluntad política de llevar a cabo una auditoría general al sistema de transporte, la cual se decidió recién hacerla cuando ocurrió el quinto incidente (2006), que tuvo un saldo trágico de heridos.

Los resultados de dicha Auditoría realizada por la Gerrmanischer Lloyd demostraron que los incidentes ocurridos en el ducto de líquidos no son consecuencia del uso de tuberías de segunda mano ni de un sabotaje contra el Proyecto. Las razones de los incidentes se deben principalmente a razones geológicas y a cuestiones técnicas de manejo.

La Auditoría hizo 32 observaciones al sistema de transporte, observaciones que deberían ser levantadas en un plazo de uno a cinco años; sin embargo, al cierre del Informe, el Ministerio de Energía y Minas no ha publicado el cronograma de cumplimiento ni el estado en que se encuentran dichas observaciones para que la ciudadanía conozca el nivel de su cumplimiento, los mismos que buscan que el sistema por ductos funcione óptimamente y reduzca al mínimo posible cualquier riesgo para las personas, el medio ambiente y los activos del sistema de transporte de hidrocarburos de Camisea.

Dichas observaciones no ameritaron una caducidad de la concesión de transporte, pero por parte de OSINERGMIN se han impuesto una serie de multas a TGP del orden de S/. 44 millones de Nuevos Soles, de los cuales hasta el momento sólo se ha pagado S/. 4 millones de Nuevos Soles, por lo que se evidencia la necesidad de hacer más efectiva el cumplimiento de las sanciones.

Cuadro de los seis Incidentes en orden cronológico

Incidentes	Descripción
Primer Incidente	El 22 de diciembre de 2004 en el Km. 8.8, distrito de Echarate, provincia de La Convención, Cusco, a 900 m. del río Urubamba, se produjo un derrame de 723 barriles de líquidos de gas natural, el cual afectó a la población del asentamiento rural de colonos Túpac Amaru y las comunidades nativas del Bajo Urubamba, así como la Quebrada de Quemariato y el Río Urubamba
Segundo Incidente	El 29 de agosto de 2005 en el Km. 222, distrito de Anco, provincia de La Mar, Ayacucho, se produjo la fuga de 16.6 barriles de líquidos de gas natural en el Anexo de Pacobamba.
Tercer Incidente	El 16 de septiembre de 2005 en el Km. 200.7, distrito de Anco, provincia de La Mar, Ayacucho a 600 m. del centro poblado de Tócate, se produjo el derrame de 4,000.00 barriles de líquidos de gas natural que afectó directamente el Río Chunchubamba.
Cuarto Incidente	El 24 de noviembre de 2005 en un paso de río en la zona de Vilcabamba, entre los Km. 50 y 60, en Cusco, se produjo el derrame de 4630 barriles de gas natural líquido, de los cuales 50% se evaporó y el resto afectó el agua de la Quebrada Paratori, afluente del Río Pichi y afluente del Río Urubamba.
Quinto Incidente	El 04 de marzo de 2006, en el Km. 126, en el abra de Kepashiato, distrito de Echarate, provincia de La Convención, Cusco, se produjo el derrame de aproximadamente 4,700.00 barriles de líquidos de gas natural, originando fuego en el punto de la ruptura y afectando a dos personas con quemaduras de primer y segundo grado, así como viviendas y cultivos.
Sexto Incidente	El 03 de abril de 2007, en el Km. 125 (a solo un Km. del incidente anterior), en el valle de Cumpirishiato, distrito de Echarate, provincia de La Convención, Cusco, se produjo el derrame de alrededor de 4,000.00 barriles de líquidos de gas natural, que afectó aproximadamente a 200 familias en la zona de Kepashiato.

IV. Las servidumbres

Bajo la vigencia del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos (Decreto Supremo N° 041-99-EM), legislación sobre la cual se construyeron los ductos de Camisea, el propietario y el concesionario llegaban a un acuerdo discutiendo solamente el monto de la indemnización por concepto de servidumbre, jamás se discutía la viabilidad de constituir o no la servidumbre sobre el predio del propietario. Lo más importante y determinante era cuánto valía la indemnización por la imposición de la servidumbre y no así su viabilidad.

Asimismo, dicho reglamento sólo admitía que el recurso de reconsideración contra la Resolución Suprema que constituye la servidumbre se interponga dentro del plazo de 5 días, tiempo que hacía inviable interponerlo dada la geografía y el lugar alejado en la que viven las comunidades nativas e indígenas y el tiempo que demanda elaborarlo, encontrándose dichos propietarios con dificultades para poder ejercitar su derecho de contradicción en la vía administrativa.

Además, la imposición de las servidumbres sobre los territorios de las comunidades indígenas y campesinas y de los propietarios en general se realiza con o sin la aceptación de los propietarios. En este último caso la autoridad impondrá la servidumbre forzosamente mediante el uso de la fuerza pública.

Actualmente, se evidencia en el caso de servidumbres una asimetría en el proceso de negociación entre el propietario y la empresa, lo que se ha traducido que en situaciones similares las indemnizaciones no sean igualmente semejantes. Esto genera conflictos sociales difíciles de resolver jurídicamente una vez que el contrato por el cual se constituye la servidumbre queda consentido. Una de las dificultades de ello, es que el Reglamento Nacional de Tasaciones no establece una metodología para hallar la valorización real de la servidumbre, lo que deja abierta la posibilidad de que el mismo tasador discrecionalmente establezca la metodología para la valorización de la imposición de la servidumbre. Por eso, ante situaciones similares los valores de la servidumbre pueden ser dispares, porque mucho de ello se deja a la discreción del tasador. Así también, la valorización de la servidumbre se calcula de acuerdo al valor actual del predio, por lo que no se realiza una proyección por los 33 años que el Proyecto deja improductivos los terrenos que grava y lo que los propietarios dejan de percibir económicamente por dicho periodo de tiempo (lucro cesante).

Los contratos de transporte de gas y líquidos de gas natural benefician a TGP estableciendo que una vez que ésta haya pagado 2 millones de dólares por concepto de servidumbres y en caso sea necesario seguir pagando un monto mayor, el Estado Peruano debe asumir dicho incremento hasta por un monto de 2 millones de dólares, siendo el mismo que continúa subsidiando las actividades de los privados, quienes, como es lógico, deben de asumir los costos que su actividad demande.

El actual reglamento de transporte (Decreto Supremo N° 081-2007-EM), limita el derecho de defensa de los propietarios, estableciendo que sólo procede la acción contenciosa administrativa contra la Resolución Suprema que constituye la servidumbre, en caso que solamente se discuta el monto de la indemnización, cuando jurídicamente es factible; por ejemplo, que proceda esta acción en caso que no se haya cumplido con las reglas del debido procedimiento durante el procedimiento administrativo. Por otro lado es de resaltar que este reglamento regula de una mejor manera que su predecesor, la imposición de las servidumbres, al otorgar mayores plazos para la interposición de recursos y legitimar la

participación de la Defensoría del Pueblo para el adecuado ejercicio de los derechos de los propietarios.

V. Las garantías bancarias y Garantía de Red Principal

La razón de ser de las garantías bancarias en los contratos BOOT del proyecto de transporte, es el de asegurar, además de la formalización del contrato, el cumplimiento de las obligaciones contenidas en los mismos. Para lo cual existen dos tipos de garantía: La Garantía de Fiel Cumplimiento y La Garantía de Fiel Cumplimiento Complementaria.

La Garantía de Fiel Cumplimiento tiene la función de garantizar las obligaciones comprendidas en los contratos entre la fecha de cierre y la fecha de puesta en operación comercial, cuyo monto se estableció por 300 millones de dólares. Sin embargo, con posterioridad se redujo arbitrariamente dicha cantidad hasta 92 millones de dólares. No hubo explicación de tipo legal, técnica ni económica que sustente el motivo de tan arbitraria reducción, pero, de otro lado, lo cierto es que nuestro marco legal no establece criterios sobre cómo debe calcularse la garantía. En otras legislaciones, como la española, la garantía se establece en función de un porcentaje de la inversión total del proyecto.

La Garantía de Fiel Cumplimiento Complementaria busca garantizar las obligaciones a partir de la puesta en operación comercial hasta la caducidad de la concesión, y se estableció por un monto de US\$2 millones de dólares. Monto que resulta ser reducido y contrario a lo que la práctica sugiere, ya que esta Garantía de Fiel Cumplimiento Complementaria debe ser mucho mayor a la Garantía de Fiel Cumplimiento porque además que lo recomienda la doctrina administrativa (Parada, 2004, 302), cumple una función importante: Garantizar la prestación del servicio de transporte de gas y líquidos de gas natural, razón de ser de la concesión. De igual manera no se ha establecido en la legislación los criterios para su determinación.

La Garantía por Red Principal-GRP es un beneficio que se otorgó a Transportadora de Gas del Perú-TGP por haber ganado el Concurso Internacional de Transporte y Distribución. Es un mecanismo inteligente que le dio viabilidad económica al Proyecto Camisea frente a la inexistencia del mercado de gas natural. Este mecanismo consiste en una retribución de los usuarios eléctricos a TGP por el espacio del ducto que no se utiliza y que se dejará de pagar en la medida que se use el 100% de capacidad del ducto. Dicho pago se carga mensualmente a los recibos de luz.

La GRP debió comenzarse a pagar a partir de la fecha de puesta en operación comercial (agosto de 2004), pero se comenzó a cobrar a todos los usuarios eléc-

tricos del Perú con cerca de dos años de anticipación (2002), por lo que la GRP acabó siendo un mecanismo de financiamiento del Proyecto con cerca de 90 millones de dólares pagados por todos los peruanos durante la fase de construcción del Proyecto.

Por otro lado, a raíz de los seis incidentes que sufrió el ducto de transporte, el servicio sufrió una interrupción de 28 días, tiempo en que TGP dejó de prestar el servicio, pero aún así cobró 9.1 millones de soles. Dicho supuesto no estaba contemplado en las cláusulas contractuales. Entonces, a raíz de ellos, se procedió a modificar las formulas para determinar el Ingreso Real del Servicio-IRS a fin de considerar los volúmenes no transportados por indisponibilidades del gasoducto.

Se ha manifestado también por parte de las autoridades del sector la intención de usar este mecanismo en otros proyectos de transporte de gas natural (Suez Energy), cuando, en realidad, las condiciones que dieron origen a la creación de la GRP son prácticamente inexistentes, ya que, en el Perú ya existe un mercado de gas natural y se otorga, como beneficio, a quien ganase el concurso público como ocurrió con TGP, concurso que hasta el momento no se ha convocado. Por lo que no se debe desvirtuar la finalidad de la GRP financiándose con fondos provenientes de la contribución de todos los peruanos, cuando las actividades que implique el Proyecto deben ser asumidas por la empresa privada. En la actualidad ya no se paga la GRP debido a que la totalidad de la capacidad de transporte del ducto ha sido contratada por los usuarios.

VI. Crisis de infraestructura, desabastecimiento de gas natural y Efectos sociales y ambientales de Camisea

El ducto que pensó llenarse en 20 años, acabó llenándose en 04 años. En un primer momento se pensó que el ducto con una capacidad de transporte de 315 mmpcd era más que suficiente; por eso TGP tenía recién la obligación contractual de ampliar el sistema de transporte al año 12, contado desde la puesta en operación comercial, por una capacidad de 450 mmpcd. Sin embargo, a raíz de la crisis de abastecimiento, se amplió el ducto anticipadamente a pesar de no estar obligados contractualmente para ello, no obstante, la ampliación hecha aún no es suficiente. Las estimaciones actuales señalan que la demanda de gas natural supera los 600 mmpcd.

La ampliación del sistema de transporte ha sido una medida adoptada para solucionar el conflicto generado a raíz de hacer prevalecer los contratos firmes (se paga por lo que se contrata aunque no se consuma) sobre los contratos interrumpibles

(se paga por lo que se consume) por la creciente demanda de gas natural y el decrecimiento de la producción de electricidad por periodo de lluvias. Sin embargo, como la demanda continuará en aumento se ve necesario hacer una mayor ampliación del sistema de transporte que implique una mayor infraestructura. Además los hallazgos de gas en lotes cercanos a Camisea como el Lote 58 y el Lote 57 harán posible que se construya otro ducto en la zona de Bajo Urubamba no sólo para satisfacer la demanda interna sino también para transportar los hidrocarburos de estos nuevos lotes, interviniéndose una zona de alta diversidad biológica por lo que se evidencia de nuevo la falta de planificación que el Estado ha tenido en el sector energía, ya que en un primer momento se vio necesario que el ducto tenga un mayor capacidad en dicha zona para evitar una segunda intervención.

Actualmente el Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado-SERNANP ha autorizado el ingreso de consultores de TGP al Santuario Nacional de Megantoni para realizar estudios de biodiversidad y medio ambiente. Dichos consultores son principalmente personas especializadas en estudios topográficas y no se tiene claro cuáles son las reales intenciones de que una empresa petrolera especializada en el transporte de hidrocarburos realice estudios de biodiversidad. Los pobladores locales e instituciones de la zona han informado sobre la supuesta intención de TGP de construir un ducto por debajo del Megantoni. A pesar que dicha información no ha sido corroborada oficialmente, se debe tener en claro la imposibilidad que establece el marco legal sobre la realización de actividades en Áreas Naturales Protegidas de Uso Indirecto, como el Santuario de Megantoni, que implique una modificación del ambiente natural. El Área Natural Protegida debe ser entendida integralmente como una proyección del suelo hacia subsuelo y la superficie. De realizarse un ducto por debajo de Megantoni, mostraría la intención de un Estado por no respetar las "no go zones".

Finalmente

Lo que Camisea nos deja, desde la perspectiva contractual, como lección aprendida y lo que debe considerarse para futuros proyectos de hidrocarburos es evitar que las bases del concurso permitan que el postor del concurso de producción, participe también en el concurso de transporte y/o distribución y viceversa. Medidas de esta naturaleza permitirían que la empresa reduzca su posición de dominio y por lo tanto su capacidad de negociación y de disposición sobre un recurso de evidente interés público. Por otro lado, los procesos de negociación de contratos de dicha naturaleza, deben ser sometidos a control por parte del legislativo y la opinión de la Sociedad Civil para introducir los aportes que ésta pudiera generar. Debemos tener en consideración que dicho contratos no son contratos privados, y que de ellos depende aspectos fundamentales como la gobernabilidad y la seguridad energética del país, de ahí la necesidad de un proceso de negociación

abierto a diferentes actores; más aún cuando se han dado una serie de modificaciones contractuales que comprometen seriamente el interés nacional.

Asimismo, los accidentes que estos tipos de proyectos pudieran generar, deben demandar por parte del Estado una investigación inmediata y ser estipulada en los contratos y no esperar que ocurra como en Camisea, donde se demandó una Auditoría al Sistema de Transporte cuando hubo heridos y recién al quinto incidente. En dichos casos, también el Estado debe asumir la posición imparcial que le corresponde y evitar una defensa irrestricta de los proyectos, rol que le corresponde a la empresa y no necesariamente al Estado representante de los intereses generales. Además, debe tomarse en consideración que a partir de la liberalización del sector hidrocarburos se han dado una serie de beneficios legales y fiscales a las empresas; por lo que el Estado ya no debería seguir otorgando más beneficios como pago de servidumbres, garantía de red principal ex ante, etc, que no hacen más que acostumbrar a los inversionistas que parte de sus actividades sean financiadas con fondos públicos, cuando deberían ser ellos quienes por lo general deban asumir los costos que origine su actividad empresarial.

Finalmente, es necesario utilizar instrumentos más integrales de planificación energética que los planes referenciales actuales, fuertemente criticados porque representan datos que no se condicen con la realidad. No se necesita estratégicamente instrumentos de planificación como los planes referenciales de observación trianual, cuando, por otro lado, el crecimiento económico actual y los conflictos socioambientales demandan una planificación a largo plazo y con proyecciones de escenarios más acertados. En ese sentido, el papel importante que juega el Proyecto NUMES de asegurar la matriz energética del Perú, financiado por el BID, se torna fundamental para nuestro desarrollo sostenible. Hoy por hoy este Proyecto se encuentra en un serio retraso de ejecución y de diseño, mientras que el Estado Peruano sigue tomando decisiones políticas que podrían afectar nuestro desarrollo, sin hacer el balance de lo que más nos conviene como país (por ejemplo, Convenio Energético Perú - Brasil).

No podemos arriesgarnos en ir ciegos por el camino del desarrollo económico. Debemos tener luces con las cuales guiarnos y no caer en una prosperidad falaz que no beneficie la planificación estratégica para el aprovechamiento de nuestros recursos naturales no renovables. Es por ello esencial para la legitimidad de nuestras acciones, ser transparentes y democráticos en la toma de nuestras decisiones, pues la historia y las futuras generaciones nos juzgarán.

Lima, 12 de febrero de 2010.

Siglas y Abreviaturas

AIDSESP	Asociación Interétnica de Desarrollo de la Selva Peruana
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BM	Banco Mundial
BOOT	Built (construir), Own (ser propietario) Operate (prestar el servicio) & Transfer (transferir la propiedad al Estado)
CEANC	Comité de Alto Nivel
CEGAS	Comité Especial de Alto Nivel
CECAM	Comité Especial del Proyecto Camisea
COPRI	Comisión de Promoción de la Inversión Privada
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
GRP	Garantía por Red Principal
IRS	Ingreso Real del Servicio
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios
NUMES	Nueva Matriz Energética Sostenible
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PROINVERSIÓN	Agencia de promoción de la inversión privada - Perú
PF	Project Finance
SERNANP	Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado
SIN	Sociedad Nacional de Industrias
TGP	Transportadora de Gas del Perú

Introducción

Energía y Amazonia: Un tema por resolver⁴

DERECHO, AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES DAR es una organización de la sociedad civil peruana que promueve el desarrollo sostenible de la amazonia a través de la activa participación en iniciativas relacionadas con aspectos ambientales, sociales y económicos. Trabajamos a nivel de políticas y corrección del marco legal nacional en temas como la conservación de áreas protegidas, monitoreo de industrias extractivas, proyectos de infraestructura, promoviendo el uso sostenible de los recursos forestales y la defensa de los derechos de los pueblos indígenas en relación a estos temas.

Bajo ese marco, DAR es parte de Acción Ciudadana Camisea ACC, un colectivo de organizaciones comprometidas con monitorear el proyecto de gas de Camisea. Desde el 2005, ACC hace seguimiento a los programas de monitoreo comunitarios ambientales y sociales; promueve la implementación de un sistema de monitoreo independiente para el proyecto y la implementación oportuna de la evaluación ambiental estratégica para el programa de desarrollo del Bajo Urubamba; análisis del cumplimiento de las obligaciones del Estado Peruano establecidas en el préstamo N° 1441/OCPE, ante el Banco Interamericano de Desarrollo - BID, así como los mecanismos de verificación y la historia de su participación de esta institución financiera internacional en el desarrollo del proyecto; finalmente, análisis

4 La presente introducción fue elaborada sobre la base de la participación de César Gamboa con las ponencias "Peruvian Amazon and indigenous public policy: Post Bagua conflict", en la *Mesa Big Dams, Big Pipelines, Big Problems: Human Rights and Megaprojects*, en la Human Rights and Marginalized Communities Semi-Annual Conference, organizado por International Human Rights Funders Group, San Francisco, 25 y 26 de enero de 2010; "Impactos socio ambientales en la sostenibilidad de la amazonia por inversiones de hidrocarburos", en el *Simposio Geografía y Medio Ambiente*, XVI Congreso Peruano del Hombre y la Cultura Andina y Amazónica "Julio César Tello Rojas", organizado por la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima, 26 al 31 de octubre de 2009, "Oil & Gas policy in Peruvian amazon and Camisea Gas Project: Social and Environmental conflicts", en la *Mesa Confidentiality and Transparency of Contracts*, Case Perú, International Conference on Extractive Industries Contracts, organizado por Oxfam America, Washington D.C., 23 de septiembre de 2009, y "Tensions between the Environment, Indigenous Peoples and Investment Promotion: The Bagua Case", en *Who controls natural resources? Environmental Protection, Indigenous Peoples and Extractive Industries: Searching for a balance Conference*, organizado por Due Process of Law Foundation y National Endowment for Democracy, en Washington D.C., 21 de septiembre de 2009.

jurídico del marco legal y político del desarrollo de los contratos de Camisea y sus posteriores modificaciones.

Bajo estas preocupaciones, DAR ha comenzado abordar los cambios mundiales que afectan la política nacional de nuestro país, especialmente en energía y medio ambiente. La crisis financiera, energética y climática son los próximos condicionantes para las políticas públicas, marcos legales y prácticas privadas en el Perú y en la región.

Contexto internacional de la energía

En Sudamérica se están produciendo ya algunos cambios desde hace ya algunos años. Para ser precisos, desde el año 2000, Brasil comenzó una intensa política de financiamiento de proyectos energéticos y de infraestructura en otros países (concesiones petroleras, represas y centrales hidroeléctricas, etc) a través de empresas públicas como Petrobras o del sector eléctrico. Asimismo, los países andino amazónicos (Perú, Ecuador, Colombia y Bolivia) están desarrollando infraestructura, proyectos energéticos y actividades extractivas con mayor intensidad en la cuenca amazónica, especialmente concesiones de hidrocarburos.

En ese sentido, las instituciones financieras internacionales tradicionales (Banco Mundial, Banco Interamericano de Desarrollo, Corporación Andina de Fomento) cumplen un rol promotor de financiamiento de proyectos energéticos, así como de promoción de reformas públicas en países como Brasil, Perú y México. Sin embargo, un papel preponderante está obteniendo el BNDES, el Banco Nacional de Desarrollo del Brasil, cuyas inversiones en infraestructura y en energía en la región superan ampliamente a las inversiones de las otras financieras internacionales clásicas. Más que facilitar la inversión privada en estos sectores, estos bancos deberían profundizar más su rol de generadores de conocimiento en función a la crisis económica, energética y climática que vive el mundo, así como facilitar una transferencia de tecnología para mejorar la eficiencia en el uso de nuestros escasos recursos.

Las crisis financiera, energética y climática que viene sobrellevando el mundo confluyen en más desigualdad y más insostenibilidad. Los reclamos por un acceso a la energía eléctrica para los más pobres a nivel mundial, la tendencia a la baja de las reservas internacionales de combustibles fósiles, etc, y el financiamiento de este tipo de proyectos sin consideraciones ambientales y sociales, no hacen más que aumentar los riesgos del consumo de energía, es decir, contribuyendo más al cambio climático. Lo cierto es que la idea de tratar de reducir las emisiones de carbono, impidiendo el financiamiento de combustibles fósiles, como un compromiso después de Copenhague, es casi imposible de lograr.

Un escenario es seguro: los países industrializados no piensan en asumir un compromiso serio y coherente al respecto, y los países en desarrollo no aceptarán fácilmente condiciones como ésta o la reducción de emisiones. Desde la Venezuela de Chávez, pasando por el Brasil de Lula, y la Argentina de Fernández, ningún país de Sudamérica aceptará tales condiciones.

Contexto nacional de la energía

En el caso del Perú, nuestra forma de colaborar en la lucha contra el cambio climático es reducir las amenazas de deforestación. Y para mejorar nuestra matriz energética y diversidad de fuentes, necesitamos trabajar en lo siguiente:

Transferencia de tecnología y conocimiento para una mayor eficiencia energética y desarrollo sostenible.

Desarrollar instrumentos en el sector energético como instrumentos de planificación, planes de acción para reducir las amenazas de la deforestación, compromisos públicos contra la corrupción.

Para inversiones privadas, sería interesante desarrollar una estrategia "trade off" entre el sector energético y los costos de los impactos ambientales.

El contexto de la amazonía peruana está determinado por el caso emblemático del proyecto del gas de Camisea, es decir, los conflictos sociales y ambientales por la lotización de la amazonia y la política de promoción tienen una relación de causalidad en Camisea. En este momento, existen muchas concesiones de hidrocarburos en la amazonia peruana. Y es que muchos cambios han ocurrido desde el año 2004: primero, la amazonia peruana tiene alrededor de 78 millones de hectáreas, sin embargo, casi 45 de ellas tienen concesiones de hidrocarburos (57%); muchos de estos lotes petroleros no han contado con un consenso nacional, regional y local y contradicen principios constitucionales y disposiciones legales. Asimismo, estas concesiones de hidrocarburos se superponen a cientos de comunidades nativas, sin que el Estado Peruano haya respetado el derecho a la consulta previa, libre e informada de los pueblos indígenas, de acuerdo con el Convenio N° 169 de la OIT. Toda esta situación ha colaborado a la eclosión de conflictos sociales y ambientales en la amazonia peruana.

Uno de los conflictos relacionado a las concesiones de gas o petróleo es su superposición con áreas naturales protegidas. Hasta el momento, hay cerca de 16 lotes de hidrocarburos superpuestos irregularmente sobre 12 áreas naturales protegidas. De acuerdo al derecho nacional, es obligatorio que se realice un estudio de evaluación y compatibilidad entre la actividad hidrocarburífera y los propósitos del área protegida, antes de la aprobación de los contratos.

Esta situación afecta al sistema nacional de áreas protegidas y también los derechos de las empresas. El Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado SERNANP es la entidad encargada de aprobar la compatibilidad de los estudios, aunque hasta el momento el gobierno no ha realizado estos estudios. Asimismo, el 2007 el gobierno peruano intentó reducir la extensión del Parque Nacional Bahuaja Sonene, con la finalidad de establecer un lote de hidrocarburos, en un área que Mobil había explorado en la década de los noventa. Junto con esta pretensión poco exitosa, concesiones de Petrobras, Repsol, Hunt Oil, entre otras compañías, se superponen a áreas protegidas, algunas de las cuales son prioritarias para la conservación de la biodiversidad, o por proveer recursos naturales para la subsistencia de los pueblos indígenas. Obviamente, estas superposiciones producen conflicto socioambientales.

Los potenciales impactos ambientales de estas actividades son contaminación, alteración de sensibles ecosistemas, y la suma de los impactos directos e indirectos a áreas naturales protegidas. Asimismo, otro asunto directamente relacionado a los conflictos ambientales en la región amazónica está asociado con grupos indígenas y sus amenazas contra éstas. Entre otras amenazas, encontramos que el marco jurídico nacional poco reconoce los derechos de los pueblos indígenas, tala ilegal de madera, narcotráfico, conversión de tierras a biocombustibles, aumento de la frontera agrícola, colonización de la amazonia, y actividades hidrocarburíferas y mineras las cuales contaminan la biodiversidad de la cual ellos dependen.

Otros conflictos sociales y ambientales se desarrollan cuando los lotes de hidrocarburos se superponen a tierras de comunidades nativas, sin procesos de consulta previas. Así, un importante y poco estudiado impacto indirecto de estas actividades es la asimilación de las culturas indígenas o el riesgo de su desaparición. Un incremento de los conflictos sociales, se debe a que, las compensaciones por el uso de la tierra indígena son injustas; y el gobierno peruano no promueve la vigilancia y monitoreo comunitario, es decir, con la participación de las comunidades nativas para monitorear los impactos directos e indirectos de las actividades de hidrocarburos.

Un caso que se vincula con la superposición de tierras de comunidades y áreas protegidas es el del Lote 76 que se superponen con la Reserva Comunal Amarakraeri y afecta a varias comunidades Harakmbut. Las actividades de hidrocarburos podrían poner en peligro la existencia de los pueblos Harakmbut, Yine and Machiguenga. Perupetro S.A. (empresa pública) no ha desarrollado procesos de consulta con pueblos indígenas, según las disposiciones del Convenio N° 169 de la OIT. FENAMAD, la organización indígena regional, ha presentado una acción de amparo contra Hunt Oil y Repsol por no respetar los derechos de estos pueblos.

Además, actividades de hidrocarburos podrían afectar hasta seis cuencas hidrográficas que proveen agua a más de 10,000 personas.

Otro problema con la lotización de la amazonía se debe a la superposición de ciertos lotes con reservas territoriales para pueblos indígenas aislados o no contactados. Estas reservas no son seguras para proteger a los pueblos indígenas aislados puesto que el marco legal peruano permite actividades extractivas en sus territorios (concesiones petroleras, mineras, etc), por ejemplo, 04 lotes se superponen a 04 reservas territoriales y el Instituto Nacional de Desarrollo de Pueblos Andinos, Amazónicos y Afroperuano INDEPA, institución pública que supuestamente está encargada de defender los derechos de los pueblos indígenas, ahora adscrita a la Presidencia del Consejo de Ministros PCM, no ha hecho nada por estos pueblos, siendo una de las más débiles instituciones públicas. Mientras que se producen nuevas evidencias de la existencia de estos grupos, el gobierno oficialmente niega la existencia de estos.

Finalmente, no debemos olvidar que otros efectos de estas actividades están relacionados con las superposiciones de derechos. Lotes que se superponen a concesiones mineras, forestales, etc. En estas situaciones, no se podría determinar cuál es el derecho más fuerte. Hay potenciales conflictos en áreas protegidas que podrían producir mayores desordenes a este tipo de promoción de inversiones en la cuenca amazónica. Además, actividades de hidrocarburos podrían negativamente impactar, por ejemplo, en concesiones eco turísticas u otras actividades más sostenible económicamente.

Importancia del proyecto Camisea

Las causas exógenas o externas de esta promoción de las inversiones se debe a la crisis energética, el alto precio de los combustibles fósiles y la tendencia a reducirse las reservas de petróleo así como una poca eficacia de encontrar mayores reservas. Entre las causas directas para un proceso de promoción de las inversiones y la búsqueda de más fuentes de energía, las encontramos:

1. El crecimiento de la economía nacional causada por el incremento de la demanda de energía. Así, deviene en necesario el aumento de actividades exploratorias para lograr satisfacer la demanda nacional de energía.
2. La exportación del gas de Camisea a México (Proyecto Perú LNG, Camisea II, venta de gas del Consorcio Pluspetrol a Perú LNG, de Perú LNG a Repsol, de Repsol a México) afecta directamente la seguridad energética de Perú, por lo que el Estado Peruano decidió intensificar la promoción de la exploración de gas y petróleo en la amazonia peruana.

Cuadro Constitución de la Posición Dominante del Consorcio Camisea en el Control del Gas del Lote 88 y Lote 56 (2000-2008)

Temas	Cambios Jurídicos Realizados (Legales y Contractuales)	
	Control Estatal 2000	CONTROL DEL CONSORCIO CAMISEA 2008
Metodologías de Regalías	No existía el Valor Mínimo de Valorización (VMV).	Existe el Valor Mínimo de Valorización. Por cada MMBTU vendidas a más de \$10, el Perú recibe \$1.76.
Horizonte permanente	Existe un horizonte permanente que daba seguridad de reservas para el país a largo plazo (40 años)	No existe horizonte permanente.
Exportación	Primaba la satisfacción de la demanda interna.	Prima la exportación del Gas a mercados internacionales.
Reservas	Se contaba con 10.4 TCF de reservas de gas natural del Lote 88	Se cuenta con 13.4 TCF de gas natural (Lote 88 y 56) de las 15.4 TCF de reservas del país. El consorcio maneja y controla más de tres cuartos de las reservas de gas natural del país.
Exclusividad venta y transporte	Existía la probabilidad que otras empresas sean las que Transporten y vendan el gas.	Al ser el consorcio el encargado de todas las fases del proyecto, entonces, ellos mismos se compran y venden el Gas, lo cual genera transacciones poco transparentes
Apoyo financiero internacional	No contaba con apoyo financiero internacional	Cuenta con apoyo financiero internacional del BID, otros bancos multilaterales y de la banca privada.
Adjudicación del Lote 56	El consorcio Camisea era adjudicatario del lote 88; el lote 56 todavía no era ofrecido.	El adjudicatario del lote 56 y lote 88 es el mismo Consorcio Camisea.
Desincentivo a las inversiones	Posibilidad de que otras empresas invierten en zonas cercanas al Proyecto Camisea	Otras empresas no pueden invertir en zonas cercanas al proyecto, porque el Consorcio Camisea tiene uso exclusivo sobre el Ducto por 10 años.

Fuente: Gamboa et al. 2008

El proyecto del gas de Camisea fue presentado como una oportunidad para cambiar al Perú y nuestra sociedad, y no sólo para mejorar nuestra economía. Cami-

sea era un proyecto emblemático el cual representaba una eficaz inversión de combustibles fosiles en la amazonia peruana. Este proyecto es uno de los más importantes proyectos energéticos en América Latina y no sólo para el Perú, sino para el BID, las compañías, pero aún no conocemos si para la sociedad peruana en su conjunto o las comunidades afectadas por el proyecto.

Camisea es un complejo proyecto que envuelve zonas con alta sensibilidad biológica. Y aún representa la oportunidad de diversificar nuestra matriz energética nacional y recibir importantes beneficios económicos. Aunque aún estemos por verlo. El proyecto también generaría incentivos para crear y mejorar un marco legal que promoviera y regulara las actividades de hidrocarburos en el Perú. Finalmente, la idea era lograr que el Perú obtuviera una independencia energética en los próximos 20 años.

Asimismo, es importante mencionar los aspectos ambientales y sus efectos del proyecto del gas de Camisea. El Bajo Urubamba, área del proyecto Camisea, es uno de los 25 hotspots de diversidad biológica del planeta. Investigadores han concluido que el Bajo Urubamba es una zona prístina pero es muy posible que esta se vea afectada, puesto que con las nuevas condiciones sociales y de operaciones (05 lotes en etapas de prospección) y, por ejemplo, el incremento del tráfico fluvial en el rio Urubamba podría afectar la población de peces y con ello, la alimentación de las comunidades.

De otro lado, el gasoducto de TGP ha sufrido hasta 6 incidentes en sus primeros años de operación. El quinto incidente afectó la salud de las 2 personas quienes fueron seriamente quemadas. Asimismo, no han sido indemnizados de estos incidentes. Las sanciones impuestos por el Estado Peruano a la compañía (TGP), no ha sido completo. Pluspetrol y TGP deben pagar \$ 17 millones de dólares por otros errores, de los cuales solo han pagado \$ 1.7 millones de dólares. Asimismo, ha habido problemas de erosión y reforestación.

En los aspectos ambientales, una planta de licuefacción fue instalada en la Bahía de Paracas, al sur de Lima, en un área considerada de alta sensibilidad marina, de acuerdo a la Organización Marítima Internacional. La categoría de área protegida de la Bahía de Paracas fue cambiada para permitir la instalación de la planta de gas. Este cambio redujo el costo de los aspectos ambientales de las compañías de Camisea en \$ 100 millones de dólares. No tuvieron la obligación de mover su planta de procesamiento de gas natural. Asimismo, ProParacas, una institución pública ad hoc para ver la gestión de la bahía, debido a una falta de presupuesto no ha ejecutado sus actividades de protección.

En cuando a aspectos relevantes socialmente del proyecto de Camisea, encontramos que el Bajo Urubamba, área de explotación del gas, es habitado por comunidades nativas Machiguengas, con una población de 10,000 personas. En estos años de relación con el consorcio Camisea, ellos han señalado y consi-

derado injusto el pago o las compensaciones por el uso de sus tierras, unas comunidades recibiendo más que otras. Aunque ahora se encuentran negociando con el consorcio las compensaciones por el desarrollo de las operaciones, estas comunidades no cuentan con capacidades para negociar en iguales términos con el Consorcio Camisea o TGP en temas relacionados como compensación e indemnización por contaminación del agua, uso de sus tierras, etc.

Un tema particular es la situación de los pueblos indígenas aislados o en contacto inicial (aproximadamente 500 personas) de la Reserva Territorial Kugapakori, Nahua, Nanti, área afectada por el lote 88 de Camisea. Hasta el momento, no cuenta con una efectiva protección jurídica ni material. Si bien es cierto, que por un especial Decreto Supremo N° 028-2003-AG, se prohíbe cualquier tipo de actividad extractiva que podría afectar la reserva territorial, sin embargo, tanto el Consorcio Camisea, como el Estado Peruano pretenden continuar realizando actividades de prospección más allá de las áreas afectadas por el proyecto en la reserva territorial.

Elementos que demuestran la poca voluntad política por proteger a los pueblos indígenas aislados amazónicos son que el Estado Peruano no ha implementado un plan de protección para la reserva territorial y permite, por omisión, el contacto con estos pueblos. Por estos problemas legales, las organizaciones indígenas (AIDSESP) presentaron una solicitud de medida cautelar ante la Comisión Interamericana de Derechos Humanos CIDH para la protección de estos pueblos en el año 2007. Todo este potencial conflicto podría facilitarse a través de un adelantado proceso de suelta de área del lote 88, establecido en el contrato para la empresa y cuyo término final es el año 2014.

En los aspectos económicos y legales, estos se ven envueltos en la ausencia de una política energética nacional que establezca el uso de los recursos naturales por un largo periodo. De otro lado, el Consorcio Camisea tiene una absoluta propiedad sobre el gas natural y derivados. Detrás de las modificaciones contractuales del lote 88 y del marco legal nacional, se encontraba la intención de fortalecer la posición dominante de las empresas del consorcio sobre el uso del hidrocarburo, por ejemplo, la modificación del contrato del lote 88 tenía el único propósito de facilitar la exportación del gas de Camisea. La posición dominante del mismo grupo económico que participa en las fases de upstream y downstream del proyecto Camisea Project se refleja en que este consorcio vende y compra gas a la misma empresa (Repsol).

Por otro lado, no hay la certeza si la demanda interna será cubierta por un periodo de 20 años. No hay un claro criterio para identificar las reservas probadas de gas en el Perú. El marco legal nacional no regula de manera expresa la forma en que se determinará estas reservas. Asimismo, la falta de un control legislativo sobre los contratos de hidrocarburos suscritos por el poder ejecutivo es un problema que se torna permanente. Quizás los contratos deban ser sometidos a

este control, antes de su suscripción, para una mayor discusión y análisis en el Congreso de la República.

Asegurando las inversiones: Bagua

En el año 2010, el 05 de junio se produjo el lamentable conflicto de Bagua. La policía nacional fue ordenada a remover a protestantes indígenas y no indígenas en la región de Bagua (norte de Perú), puesto que ellos tomaron una carretera y el oleoducto Norperuano, cuyo saldo fue 33 personas muertas y 200 heridas. Los protestantes formaron parte de una protesta nacional liderada por las organizaciones indígenas que demandaba la derogación de varios decretos legislativos, aprobados por el gobierno peruano, con la idea de implementar el Tratado de Libre Comercio con Estados Unidos, con el temor que las comunidades sean removidas de sus tierras comunales.

Algunos de estos decretos legislativos regulaban el aprovechamiento de los recursos naturales (recursos hídricos, forestales, etc en la amazonía peruana), vulnerando los derechos a la participación, y negando el derecho a la consulta previa de los pueblos indígenas, de acuerdo al Convenio N° 169 de la OIT. Además, estos decretos legislativos regulaban la propiedad comunal de las comunidades nativas, con la finalidad de facilitar su desaparición, a través de la facilitación de la venta de la tierra comunal y promoción de la propiedad privada en la amazonia peruana, asegurando así las inversiones. Y un efecto de esto es que los pueblos indígenas como culturas podrían desaparecer, porque hay una fuerte y especial relación entre estos pueblos, sus tierras y su espacio.

Después del conflicto de Bagua, el gobierno peruano creó un Grupo Nacional de dialogo entre las organizaciones indígenas amazónicas (AIDSESEP, CONAP) y diversas instituciones públicas para tratar de encontrar un consenso a través de 04 mesas de trabajo al analizar: La constitucionalidad del nuevo marco legislativo naciente de la implementación del Tratado de Libre Comercio con Estados Unidos, elaborar una política nacional a favor de los derechos de los pueblos indígenas, investigar lo sucedido en el conflicto de Bagua a través de la conformación de una Comisión de la Verdad, y elaborar una propuesta legal que regule el derecho a la consulta previa, libre e informada de los pueblos indígenas.

El Grupo Nacional finalizó en diciembre de 2009, y desafortunadamente las organizaciones indígenas no reconocieron los productos y sus recomendaciones. Asimismo, el gobierno peruano intentó utilizar la persecución judicial para desaparecer a la organización indígena y detener a sus líderes. En este año, no se ha podido restablecer la confianza entre el gobierno y las organizaciones indígenas, y es muy posible que los conflictos persistan.

Nuevos vientos, mismos vicios: Convenio energético Perú Brasil

Toda esta actividad del boom petrolero se ve intensificada con la actividad minera, pues existen 138 concesiones en la cuenca amazónica, y tan solo la minería "artesanal", ha afectado 150,000 hectáreas en Madre de Dios. A ello, debemos sumar los proyectos hidroeléctricos, pues actualmente existen 52 proyectos de hidroeléctricas en la Amazonía. Por ejemplo, Inambari con sus 300 kilómetros de líneas de transmisión generarían una área deforestada de 6,000 hectáreas, y su embalse inundará 40,000 hectáreas, produciendo cerca de 5.86% de gases efecto invernadero.

Cuadro Estimado preliminar de áreas de inundación y de influencia de las 15 represas que podrían interesar al Brasil

Central Hidroeléctrica	Superficie de inundación (ha)	Superficie de influencia (ha)
P. de Manseriche	273,370	1,088,813
Cumba 4	3,160	119,420
Chadin 2	2,601	134,723
La Balsa	4,626	146,902
Chaglla	Sin área inundable	28,571
Rentema	32,390	359,035
La Guitarra	589	57,877
MAN 270	490	67,799
Sumabeni	17,608	188,295
Pakitzapango	9,696	163,478
Tambo - Pto. Prado	4,521	143,848
Vizcatán	Sin área inundable	7,636
Cuquipampa	Sin área inundable	7,636
Inambari 200	25,588	178,984
Urubamba 320	17,139	244,832
Total	391,778	2,937,849

Fuente: Elaborado por Candés

Frente a esta nueva ola de inversiones en hidroeléctricas en la amazonia peruana, impulsada por la demanda energética del Brasil, la sociedad civil y expertos en la materia han expresado sus preocupaciones y una hoja de ruta de propuestas de sostenibilidad de un programa hidroeléctrico en la amazonia entre Perú y Brasil⁵.

Posteriormente, se hizo pública la nota diplomática de Perú a Brasil con la propuesta de acuerdo energético (suministro eléctrico y exportación de excedentes)⁶, ante lo cual, diversas organizaciones de la sociedad civil y expertos en la materia emitieron un pronunciamiento sobre esta propuesta de acuerdo energético entre Perú y Brasil, la cual se invocaba al Estado más debate y reflexión pública⁷.

Lo cierto es que desde DAR, en el proceso de seguimiento de una política energética nacional, hemos visto necesario un proceso de planificación e implementación de una evaluación ambiental estratégica EAE para un programa de implementación de hidroeléctricas en la amazonia peruana, considerando las siguientes condiciones:

1. La necesidad de incluir preocupaciones ambientales en un contexto mundial que busca reducir los efectos del cambio climático (deforestación y emisiones de carbono);
2. La comprensión que los impactos socioambientales de las actividades energéticas en la amazonía pueden ser sinérgicos y acumulativos y deben ser mitigados adecuadamente;
3. El desarrollo de un programa hidroeléctrico bajo la elaboración de una Estrategia de Cambio Climático que implique pasar a un nuevo sistema diversificado de suministro de energía;

5 Carta de 03 de febrero de 2010, suscrita, entre otras instituciones, por DAR, Pro Naturaleza, SPDA, y dirigida a los Ministros de Ambiente, Relaciones Exteriores, Energía y Minas y al presidente del CEPLAN con respecto a sus preocupaciones y una hoja de ruta de propuestas de sostenibilidad para el futuro acuerdo energético entre Perú y Brasil. Ver http://dar.org.pe/carta_propuesta.pdf (consulta 21.03.10).

6 Nota diplomática N° 5-2-M/055 de 17 de febrero de 2010 de la Embajada de Perú en Brasilia al Ministerio de Relaciones Exteriores de la República Federativa del Brasil. Ver <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/Acuerdo-Int-Peru-Brasil%2017%20feb%202010.pdf> (consulta 21.03.10).

7 Ver pronunciamiento dirigido al Presidente de la República "Aseguremos el mayor beneficio para el Perú en el Acuerdo de Integración Energética a punto de firmarse con Brasil", de 12 de marzo de 2010, en el Diario La República y Perú21. Ver las siguientes páginas webs: http://www.dar.org.pe/images/pronunciamiento_publica.jpg y http://www.dar.org.pe/pronunciamiento/pronunciamiento_peru21.pdf (consulta 21.03.10).

4. La biodiversidad, riqueza cultural y humana deben ser integradas a una visión energética de país (trade-off, respeto de identidades, valores culturales).

Al leer detenidamente la propuesta de acuerdo energético entre Perú y Brasil, uno puede encontrar una serie de deficiencias en cuanto a temas ambientales y sociales. Un tema que preocupa es la condición de diligencia y celeridad a las evaluaciones ambientales. Dice la propuesta de acuerdo que las partes deberán actuar con diligencia y celeridad para la aprobación de estudios de impacto ambiental. Como sabemos, para que un EIA cumpla sus objetivos se debe garantizar un proceso de gabinete, de campo y trabajo con la población y esto no se puede hacer más que adaptándose a las condiciones sociales y culturales (art. 4, inc. 2).

Por otro lado, en la propuesta de acuerdo no se mencionan criterios y acciones ambientales y sociales -necesaria implementación de una Evaluación Ambiental Estratégica-, simplemente se menciona de manera general que para el cumplimiento de los objetivos del acuerdo se respetará el uso sostenible de los recursos naturales y la conservación del ambiente (art. 9). De igual manera sucede con los temas sociales, en el mismo artículo sólo se menciona el "bienestar social y económico de las comunidades lugareñas", sin mencionarse a los pueblos indígenas y la legislación especial que los protege.

Además, se produciría un inadecuado suministro de electricidad para Perú. Se señala que primero se abastecerá al mercado interno (mercado regulado y mercado libre) y el excedente será para Brasil, por lo cual sería importante conocer si se ha realizado un estudio para ello, además de tener la posibilidad que sea difundido a la sociedad civil (art. 3, inc. 2). Sin embargo, se produce una limitación del consumo del mercado interno en Perú hasta un 30%. Si el Perú tiene una capacidad de producción como 100, sólo podrá vender al mercado interno como 70, con la finalidad de asegurar un excedente, introduciéndose disposiciones para poder asegurar la existencia de un excedente exportable. En este sentido, hay que sugerir una explicación sobre qué significa este 30%, porque podría entenderse al revés los porcentajes, así como que toda la producción sería para Brasil. En consecuencia, se podría ver seriamente limitado el consumo de energía del país, los cuales serían disponibles para favorecer al mercado brasileño (art. 8, inc. 1).

Asimismo, esta propuesta de acuerdo presenta un inconveniente económico, la posibilidad de la obligación del Perú de dar una "compensación" a Brasil en el caso de emergencia y/o situaciones que pongan en riesgo la seguridad del abastecimiento al mercado peruano (art. 7).

Es por ello que es necesario contar con mayor información y análisis para tomar una decisión de desarrollo de hidroeléctricas en la amazonia peruana:

1. Determinar la proyección de la demanda de energía del país para un coherente crecimiento económico. No repetir lo sucedido por Camisea y evitar que la producción y la medición del consumo de país estará condicionada para que realmente exista un excedente. ¿De cuánto será este o en qué porcentaje según las actuales estimaciones y según la actual y futura demanda?
2. Integrar visión y costos de una demanda interna y el costo de los impactos sociales y ambientales acumulativos y asociados a la implementación de un programa de hidroeléctricas en la Amazonia peruana.

Finalmente, es importante un debate político y constitucional, es decir, el poder ejecutivo da por sentado que no se necesita aprobación legislativa para su perfeccionamiento (entrada en vigor del acuerdo internacional), con el propósito de la celeridad del acuerdo y evitarse una discusión política. No obstante, esta propuesta de acuerdo afecta varios supuestos que señala nuestra Constitución para pasar por una discusión en el Congreso. Tanto el dominio del Estado sobre recursos naturales y sus frutos (art. 56, inc. 2), las obligaciones financieras (inc. 4), la modificación, derogación o la necesidad de un implementación de las leyes son causales para que el proyecto de acuerdo internacional sea discutido en el Congreso de la República, y así evitar una posible vulneración del orden constitucional.

Además, el desarrollo de un programa de implementación de hidroeléctricas en la amazonia peruana debe permitirnos apreciar una oportunidad de diversificar nuestra matriz energética, una experiencia para respetar principios de conservación de la biodiversidad y los derechos de las poblaciones locales y pueblos indígenas. Es una oportunidad para la coherencia de nuestras políticas públicas:

1. El desarrollo de un proceso de planificación energética, coherente, transparente, participativo y de rendición de cuentas. El proyecto NUMES, financiado por el BID, se muestra como una oportunidad para ordenar todas las iniciativas de inversiones energéticas en amazonia.
2. Una necesaria coordinación intersectorial en función al espacio amazónico (sectorial y a nivel local, regional y nacional) y a objetivos de cambio climático y estrategia energética de país. Es pues importante que el Perú comience a considerar las implicancias de una estrategia integral en función a la demanda de energía, los efectos del cambio climático y la viabilidad económica de estas operaciones.
3. Una inclusión de dotación de legitimidad al proceso de planificación, es decir, establecer mecanismos de diálogo y transparencia, implementando mecanismos de solución de conflictos sociales y ambientales.

Las consecuencias de una falta de planificación son significativas para el Perú, especialmente en el campo los conflictos sociales y ambientales. Asimismo, el tejido social débil a nivel local, regional y nacional es el basamento que refuerza el distanciamiento entre actores sociales, políticos, económicos, ciudadanos. Algunos de estas consecuencias son:

1. La superposición de derechos de actividades energéticas (lotes de hidrocarburos, proyectos hidroeléctricos), con áreas protegidas, comunidades nativas, actividades extractivas (concesiones forestales, mineras, etc), lo que conlleva a un aumento de los conflictos sociales, siendo el 49% de conflictos de naturaleza socio ambiental.
2. El comprometer reservas sin conocer la demanda futura de energía de Perú y el aumento de costo por no considerar conflictos sociales y ambientales son consecuencias permanentes en un proceso de elaboración de planeamiento energético, especialmente en la ejecución del Proyecto NUMES o de cambio de la matriz energética del Perú, con financiamiento del BID (\$ 150 millones de dólares);
3. El desabastecimiento de la demanda interna y crisis de infraestructura que conlleva a una intensificación de actividades energéticas y extractivas.
4. Una política energética a futuro no lograría articular la estrategia empresarial e intereses corporativos del sector en una visión de país a largo plazo⁸.

En el caso concreto, el reciente rechazo y paralización de la población de San Gabán, a la propuesta de hidroeléctrica de Inambari, ha causado que Egasur, empresa titular de la concesión temporal del proyecto, esté reflexionando en la posibilidad de un pedido de ampliación de la concesión en un año más, a junio 2011. Además, el posible conflicto de Pakitzapango –concesión de una empresa brasileña- ha derivado en el rechazo de la organización indígena Ashaninka CARE, llegando incluso a solicitar una Audiencia temática a la Comisión Interamericana de Derechos Humanos CIDH para marzo de 2010, a tratar sobre las posibles vulneraciones a sus derechos por el proyecto hidroeléctrico de Pakitzapango. Finalmente, vale la pena acotar la relación desafortunada con esta propuesta de proyectos hidroeléctricos con el Proyecto de Ley N° 3817/2009-PE, referido al desplazamiento forzado Interno por proyectos de desarrollo, declarados de interés público o nacional⁹, lo que conlleva a facilitar el traslado o desplazamiento de

8 Ver http://www.larepublica.pe/pagina_impreso.php?pub=larepublica&anho=2010&mes=03&dia=21&pid=1&sec=14&pag=18 (consulta 21.03.10).

9 DAR ha elaborado un informe jurídico con respecto a la coherencia normativa de la propuesta normativa o proyecto de ley PL N° 3817/2009-PE, relacionado a la implementación de proyectos hidroeléctricos en la amazonia peruana. Ver el siguiente informe en la web de DAR: http://www.dar.org.pe/documentos/el_desplazamiento_forzado_interno_dar.pdf (consulta 21.03.10).

pueblos indígenas o población local para la ejecución de este tipo de operaciones u otras de alcance energético o extractivo.

Finalmente

En una reciente obra elaborada por Marc Dourojeanni titulado *Amazonía Peruana en el 2021 ¿Qué está pasando? ¿Qué es lo que significa para el futuro?*¹⁰, el autor explica el desorden de las inversiones energéticas y extractivas en la amazonia y en la presente introducción hemos intentado hacer un breve esbozo de actualizar los principales postulados e ideas con respecto a las inversiones actuales en la amazonia peruana. La relación de energía y amazonia nos presenta una relación de visión nacional y nuestra obligación de luchar contra la crisis climática. En ese sentido la coherencia es una palabra importante y esencial para la promoción de inversiones en la materia, pero sobre todo para respetar principios de conservación de biodiversidad y los derechos de los pueblos indígenas.

Camisea es un proceso que se ve plagado como amenazas para avanzar en un concepto de desarrollo sostenible mucho más coherente y como una oportunidad. Por ejemplo, Transportadora de Gas del Perú TGP ha ingresado, con permiso de la autoridad¹¹, al Santuario Nacional Megantoni con el fin de realizar investigaciones en "recursos naturales y medio ambiente". Ello se torna preocupante, dada la naturaleza de los estudios y el rubro de la empresa TGP. En el caso de que esta acción significase el interés de construir un ducto, "en la superficie o por debajo" del Santuario, esto producirá una serie de implicancias y responsabilidades¹².

Ambientalmente, el Santuario Nacional Megantoni se ubica dentro del Corredor Vilcabamba Amboró, el mismo que forma parte del Hotspot de los Andes Tropicales y es conocido por albergar especies endémicas y en peligro de extinción y socialmente es de vital importancia antropológica para las comunidades Yines, Machiguengas y pueblos indígenas aislados. El Santuario Nacional Megantoni es un área intangible donde por ley nacional está prohibida cualquier actividad extractiva o aquélla que implique una modificación del ambiente natural. Es importante analizar las implicancias de este tipo de proyectos, considerando que hoy la Amazonía Peruana se encuentra concesionada hasta el 59% con lotes de hidrocarburos y que un ducto en las actuales condiciones coadyuvaría a agravar dicha situación. En consecuencia,

10 Ver el libro en la siguiente web: <http://www.dar.org.pe/amazonialibro.pdf> (consulta 21.03.10).

11 El Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas (SERNANP) mediante la R.D. N° 015-2009-SENANP-DGANP, autoriza a TGP el ingreso al Santuario Nacional Megantoni para realizar estudios de investigación.

12 Ver <http://www.accionciudadanacamisea.org/acccoyuntura/2010/boletinacccfinal.pdf>

el posible apoyo a un proyecto así, significaría un precedente para el Perú, ya que, dejaría abierta las puertas a nuevas intervenciones en zonas prioritarias de conservación de la biodiversidad.

En toda la operación de Camisea, el BID tiene una gran responsabilidad. La posible afectación al santuario significaría un contrasentido hasta para el propio Banco, ya que, mientras que otorgó el préstamo 1441/OCPE para fortalecer la gestión de las áreas naturales protegidas en la zona de Camisea, por otro lado, esta amenaza es una muestra más de los magros resultados de ese préstamo¹³.

Por otro lado, la necesidad de un nuevo ducto se debe entender en un contexto en que el Perú atraviesa un desabastecimiento de gas natural. Los cálculos más conservadores señalan que la demanda insatisfecha sólo en Lima y Callao bordea los 500 mmpcd. En tal sentido, podría sonar razonable la construcción de un nuevo ducto para satisfacer la demanda nacional. Sin embargo, lo que se debe tener presente, es que el proyecto de exportación de gas natural a México ha colaborado para que dicha crisis de desabastecimiento de gas natural se genere. Muy bien pudo haber financiado, en vez del proyecto de exportación, un ducto que satisfaga no sólo la demanda de Lima y Callao, sino también los requerimientos de gas natural a 5 regiones del sur.

Ahora, ¿sería justo que nuevamente las poblaciones locales y la Amazonía Peruana asumían las consecuencias de esta insostenible decisión de apoyar al Proyecto de Exportación? El Perú estuvo sumido durante el año pasado en un profundo debate nacional hasta plantearse dejar sin efecto al proyecto de exportación por ser producto de una serie de modificaciones pocos transparentes al marco legal y a los contratos y por dejar desabastecido de gas natural al Perú. El Proyecto Camisea ha perdido mucho de su razón de ser, ya que, si no es para asegurar

13 Hay que agregar que una decisión de esta naturaleza podría significar hasta una contravención a la propia política de salvaguarda ambiental y social del BID, específicamente la salvaguarda B.9, que establece claramente que el Banco no apoyará operaciones y actividades que en su opinión conviertan o degraden significativamente hábitats naturales críticos o que dañen sitios de importancia cultural crítico y, en efecto, el Santuario Nacional Megantoni cumple con estas características. DAR y Acción Ciudadana Camisea ACC han mantenido comunicación con el BID con respecto a su responsabilidad del proyecto y de una posible ampliación de las operaciones de transporte (TGP) en el Santuario, por lo que se han enviado comunicaciones y concertado reuniones en Lima y en Washington D.C. con tal finalidad. Ver Carta de ACC de 18 de enero de 2010 al BID <http://www.accionciudadanacamisea.org/pronunciamientos%20comunicados/cartavol1megantonivellutini.pdf>; Carta del BID de 02 de febrero, de Vicepresidencia de Países del Banco informando que de construirse un ducto (ampliación) se revisará los planes de gestión socioambiental y los procesos de participación ciudadana <http://www.accionciudadanacamisea.org/pronunciamientos%20comunicados/Cartacamisea.pdf> ; y Carta de ACC de 19 de febrero de 2010 <http://www.accionciudadanacamisea.org/pronunciamientos%20comunicados/Cartarespuestaavellutini.pdf>

energéticamente al país entonces ¿para qué es? En este sentido, debemos reflexionar seriamente sobre lo que ha significado Camisea para el Perú y evaluar las consideraciones antes señaladas como una oportunidad de elaborar una planificación energética nacional, habiendo financiamiento y apoyo de por medio (NUMES), para el futuro del Perú.

Lima, marzo de 2010

César Leonidas Gamboa Balbín
Coordinador del Programa de Energía

Jimpson Dávila Ordoñez
Asesor legal del Programa de Energía
Derecho, Ambiente y Recursos Naturales DAR

Capítulo Primero

Antecedentes Legales

1. El Upstream y sus modalidades contractuales

El *Upstream* son todas aquellas actividades encaminadas a localizar, inventariar y explotar las reservas de gas. Este componente comprende tres fases:

1. **Exploración:** Implica la realización de estudios sísmicos y geológicos que permitan encontrar zonas ricas en gas o en petróleo. Esta fase permite la elaboración de un mapa que ayudará a determinar las zonas en que con mayor probabilidad se podrán encontrar los hidrocarburos.
2. **Perforación:** La perforación de pozos es la que permite determinar con certeza la existencia de gas.
3. **Producción o Explotación:** Una vez encontrado el gas, se procede a la fase de producción o explotación a través de pozos de producción (Pallas, 2005).

A este componente, *Upstream*, le corresponde una modalidad contractual. En el sistema jurídico peruano, el Decreto Supremo N° 042-2005-EM señala que, para actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, las modalidades contractuales a usar serán los contratos de Licencia y los Contratos de Servicios.

Nuestro régimen legal considera a la etapa de perforación, como una etapa que forma parte de la fase de exploración. Hecha esta salvedad, debe decirse que para cada fase de exploración y explotación, los inversionistas pueden hacer uso, como se mencionó, de los contratos de licencia de hidrocarburos o de los contratos de servicios, cuya naturaleza jurídica de cada uno de ellos, pasaremos a detallar:

1.1. El contrato de licencia

Cuervo (2001, 78) señala que los contratos de licencia son una de las primeras modalidades contractuales a través de la cual los estados otorgan a los privados el derecho a explorar y/o explotar hidrocarburos. En nuestro sistema jurídico el

nomen iuris de estos contratos suele ser el de licencia¹⁴, sin embargo, debe tenerse en cuenta que en otros ordenamientos jurídicos esta modalidad contractual toma el nombre de contrato de concesión, de adjudicación y hasta de arriendo.

En nuestro sistema jurídico, se ha preferido optar por el nombre de contrato de licencia y como bien lo establece el Decreto Supremo N° 042-2005-EM, es un contrato celebrado entre PERUPETRO S.A. y el contratista a través del cual se obtiene la autorización para explorar y explotar o explotar hidrocarburos en el área de contrato. Su principal característica es que es un contrato que implica la transferencia del derecho de propiedad sobre el recurso natural (Gas) a favor del contratista una vez que éste lo haya extraído.

Por otra parte, el contratista se obliga a pagar una regalía al Estado, a través de PERUPETRO S.A., quien posteriormente se encargará de entregarlo al Tesoro Público¹⁵ para su distribución entre las regiones.

Sobre esto último, el Tribunal Constitucional Peruano, ha sostenido que la regalía es una retribución económica contraprestativa por el usufructo de lo que se extrae¹⁶. Ha de resaltarse que, la regalía cuenta con un alto grado de reconocimiento a nivel internacional (royalty) y es considerada dentro de las actividades extractivas una forma de retribuir al Estado por la ganancia que se obtiene por la explotación de los recursos naturales, por lo cual las empresas se ven obligadas a considerarlas en sus costos de producción.

Los contratos de licencia guardan un conjunto de características básicas que representan el núcleo duro de estos contratos y que en adelante pasaremos a detallar:

Cuadro N° 1
Características principales del Contrato de Licencia

Característica	Descripción
Derechos otorgados	El Estado Peruano otorga a un particular el derecho de explorar y explotar o explotar hidrocarburos en el territorio nacional.

14 A esta modalidad contractual, se le llamaba primigeniamente "contrato de concesión", concesión o gracia que era otorgada por la Corona a cambio de una contraprestación llamada regalía.

15 Art. 6, inciso g de la Ley N° 26221 "Ley Orgánica que norma las actividades de Hidrocarburos en el Territorio Nacional".

16 Sentencia del Tribunal Constitucional, STC 048-2004-AI/TC - Morales Dasso vs. Congreso de la República.

Área del contrato	El área del contrato involucra importantes extensiones de tierras. Según opinión de PERUPETRO S.A., el área del contrato (Lote) se determina en función de la cuenca sedimentaria. Existe la posibilidad de reducir el área del contrato (Suelta de Área).
Trabajo mínimo	El Contratista se obliga a realizar un programa mínimo de trabajo obligatorio (Exploración).
Plazo del contrato	El tiempo de vigencia es prolongado, así los contratos de explotación tienen una duración de 40 años (Gas), mientras el de exploración sólo tiene un tiempo de duración equivalente a 7 años, prorrogables.
Pago al Estado	El Estado Peruano recibe una contraprestación llamada regalía.
Resolución de Controversias	Las controversias se resuelven en sede arbitral.
Aspectos Fiscales	La importación de bienes necesarios para la exploración se encuentra exenta de tributos. La exportación de hidrocarburos está exenta de tributos. Se establecen garantías tributarias y cambiarias inalteradas durante todo el periodo de vigencia del contrato.
Servidumbres	El Contratista tiene el derecho de imponer servidumbre sobre predios de dominio público o privado para la realización de sus actividades.

Fuente: Elaboración propia, 2009

1.2. El Contrato de Servicios

El contrato de servicios es la modalidad contractual menos usada en las actividades de exploración y explotación en el Perú. Según información de PERUPETRO S.A. sólo se han suscrito tres contratos bajo esta modalidad y el último de ellos se suscribió hace más de 15 años. Este es un número bastante reducido si tenemos en consideración que hasta ahora PERUPETRO S.A. ha suscrito 91 contratos, la gran mayoría de ellos bajo la modalidad de contratos de licencia.

La razón detrás del porqué esta modalidad contractual es vista muy poco atractiva por los inversionistas, radica principalmente en que, este contrato no transfiere el derecho de propiedad sobre el recurso natural (gas) a favor del contratista. En este sentido, el contratista no tiene el control sobre el destino del recurso na-

tural y el Estado, a diferencia de la anterior modalidad contractual, se encuentra en una mayor preeminencia sobre el recurso natural.

Además, este es un contrato que obliga al Estado a realizar una contraprestación a favor del contratista por el servicio que presta, ya sea el de exploración, explotación o explotación en función de la producción fiscalizada de hidrocarburos. Por lo cual el contratista no recibe los importantes beneficios que se podría percibir si tuviese el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos, como ocurre en el Contrato de Licencia.

1.3. Otras modalidades contractuales

Comparativamente, en el contrato de licencia y en el contrato de servicio se obtienen efectos totalmente antagónicos. En el primer caso, al transferir al inversionista el 100% del derecho de propiedad sobre los hidrocarburos una vez que éste lo haya extraído, y en el segundo, al realizar una contraprestación a favor del privado por el servicio que presta, respectivamente.

El art. 10º del Decreto Supremo 042-2005-EM señala en su párrafo *in fine* que las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos podrán realizarse bajo otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas MINEM. En tal sentido, somos de la opinión que el artículo en mención es sumamente importante porque no restringe la exploración y/o explotación de los hidrocarburos al uso de dos modalidades contractuales establecidas en la Ley de Hidrocarburos.

Así, a través de aquél artículo, se deja la puerta abierta para el ingreso de nuevas modalidades contractuales menos extremas y más beneficiosas para el interés nacional que permitan un cierto grado de participación del Estado en la propiedad de los hidrocarburos. Un ejemplo de ello lo representa China que, a través del Contrato de *Joint Venture* permite la inversión extranjera, pero con una alianza clara con el Estado y el capital nacional, así en el art. 1 de la "*Law of the People's Republic of China on Chinese-Foreign Joint Ventures*" se señala que los *Joint Venture* se celebrarán en la República Popular China de acuerdo con el principio de equidad y el mutuo beneficio y siempre que se realice bajo la aprobación del Gobierno Chino¹⁷. En esta línea, a través de esta modalidad contractual, o en general a través de las modalidades de coinversión conjuntamente con el Estado se puede incursionar

17 "*Law of the People's Republic of China on Chinese-Foreign Joint Ventures*", *China Through A Lens*. Consulta: 22 de Julio de 2009.

en las actividades extractivas¹⁸ que procurarían un reparto más equitativo entre todos los actores involucrados, incluyendo a la misma población.

Por otro lado, el uso de otras figuras contractuales distintas a las que nosotros tenemos reguladas en nuestra legislación, se vienen popularizando en la industria petrolera en general y que, sin duda, podrían significar un mayor beneficio para el País. Así por ejemplo, en el caso de Colombia, el contrato de licencia tiene un significado histórico y sólo viene a la memoria justamente cuando se recuerda cómo era la actividad hidrocarburífera de antaño. Según las estimaciones, los contratos de licencia vigentes en Colombia hasta el año 1999 no pasaban de cuatro (Cervo, 2001, 172), prefiriéndose por el contrario, los contratos de asociación, los contratos de riesgo compartido, entre otros.

En conclusión, creemos que a través de la introducción de figuras contractuales novedosas, tales como el *joint venture* o contrato de riesgo compartido, así como también, los contratos asociativos, que se usan en otras latitudes podrían significar una oportunidad para que el Estado vía contractual pueda recuperar parte del control perdido que tiene en la exploración y sobre todo en la explotación de hidrocarburos, sin desincentivar la inversión extranjera.

2. El Downstream y sus modalidades contractuales

El *Downstream* considera todas aquellas actividades encaminadas a transportar los hidrocarburos desde los campos de producción hasta las refinerías o plantas de almacenamiento, así como la de distribuir entre los consumidores finales los hidrocarburos y derivados resultantes. Este componente, como se deduce de lo anterior, comprende dos fases: El Transporte y la Distribución. Sobre el particular, existen posiciones que sostienen que la fase de Transporte no es una fase propia del *Downstream*, sino que, por el contrario, pertenece al *Upstream* y propiamente toma leal nombre de *Midstream* (Pallas, 2005), sin embargo, para los fines de esta investigación y de acuerdo a cómo está estructurado el Proyecto Camisea, con-

18 El contrato de *Joint Venture* es un contrato que está siendo usado en las actividades mineras. Así, el art. 204 del Texto Único Ordenado de la Ley General de Minería consagra esta figura contractual bajo el nombre traducido de "Contrato de Riesgo Compartido". Esta figura contractual se establece para el desarrollo y ejecución de cualquiera de las actividades mineras, entendiéndose éstas como las de: cateo, prospección, exploración y explotación, beneficio, labor general, acarreo minero y comercialización. En consecuencia, el objeto del "contrato de riesgo compartido", deberá girar en torno a una de estas actividades del sector minero (Sierralta, 1997, 69).

sideramos a la fase de transporte como un fase perteneciente al componente *Downstream*.

En el Perú, para el componente *Downstream*, se ha optado el uso de los contratos de concesión en su modalidad BOOT. Esta modalidad contractual se usa para viabilizar la realización de grandes proyectos de infraestructura en general. Su importancia en este caso radica en que tanto en la fase de transporte y distribución del Proyecto Camisea se ha utilizado esta última como modalidad contractual la misma que a continuación pasaremos a detallar la naturaleza que ésta reviste:

2.1. El Contrato BOOT de Transporte

La agencia de la inversión privada en el Perú, Proinversión, por lo general, suele usar este esquema obligacional, BOOT, en obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, por lo cual no es una modalidad usada exclusivamente en las actividades de hidrocarburos, sino que, también es factible su uso en otros sectores productivos.

La palabra BOOT son siglas provenientes del inglés *built, own, operate & transfer*, que simplemente significan: **Construir, ser propietario, prestar el servicio** para luego **transferir** al Estado la propiedad de los bienes de la concesión. Entonces, estas siglas no hacen más que cumplir una función descriptiva a través de las cuales nos señalan las características genéricas que debe de guardar este tipo de contrato de concesión.

Esta naturaleza de los BOOT se desprende claramente de la cláusula 2.1. del Contrato BOOT de Concesión de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural en donde se señala que

"La Sociedad CONCESIONARIA será responsable por el diseño, suministro de bienes y servicios, **construcción** y **operación** del sistema de Transporte de Gas, incluyendo su mantenimiento y reparación, y por la **prestación del servicio** de transporte de gas de conformidad con las leyes aplicables y el anexo N° 1. Durante el Plazo del Contrato la Sociedad Concesionaria será la propietaria de los Bienes de la Concesión. *Al Producirse la Caducidad de la Concesión, la Sociedad Concesionaria transferirá los bienes de la concesión, conforme a lo establecido en la cláusula 21, del artículo 22° del TUO y el Artículo 45° del Reglamento*"¹⁹.

19 Las cursivas y resaltados son nuestros, para señalar como en los contratos de transporte de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea se toman en consideración los elementos fundamentales del esquema BOOT.

Por otro lado, un sector de la doctrina nacional sostiene que los BOOT no son propiamente un contrato, sino que son esquemas obligacionales (Taquiá, 1999, 6), que por su naturaleza flexible se adaptan fácilmente a los fines de los negocios. Razón por la cual, el esquema BOOT es el que define el contenido al Contrato de Concesión.

Creemos nosotros que el esquema BOOT son un conjunto de obligaciones y deberes jurídicos que deben de formar parte del Contrato de Concesión, que sin embargo no representan todo el contenido del mismo, sino que es necesario que su contenido se complemente con otros tipos de deberes y derechos para que pueda estar completo y por ende sean ejecutables sus pretensiones.

Es importante señalar algunas de las características más resaltantes de este esquema BOOT:

Cuadro N° 2
Características principales del Contrato BOOT

Característica	Descripción
Inexistencia de la cláusula exorbitante	En estos tipos de contratos, el Estado no cuenta con privilegios en la reglamentación contractual.
Tracto sucesivo	Las prestaciones se van ejecutando durante toda la vigencia del contrato.
Bilateralidad	El contrato es eminentemente bilateral: Estado - privado.
Mantener los bienes de la concesión	Se obliga cumplir con la ejecución de la obra y conservar y mantener los bienes de la concesión.

Fuente: Elaboración propia, 2009

También debemos decir que este esquema BOOT representa muchos beneficios para el mundo de los negocios y viene siendo usado cada vez más en el mundo empresarial, especialmente en el desarrollo de infraestructura a gran escala²⁰, sin embargo, en nuestro caso, aun posee algunas desventajas debido a los importantes beneficios dados a los privados en el marco de liberalización de la economía peruana; donde el Estado ha dejado de actuar cada vez menos con los poderes que le son propios, *ius imperium*, y ha pasado a comportarse como un agente económico más, tan igual como los otros agentes económicos que actúan en el mercado.

²⁰ "Build, Own, Operate, Transfer (BOOT)" MAF. Consulta: 23 de julio de 2009.

2.2. Los Contratos Ley en las actividades de hidrocarburos

Los contratos antes señalados al ser revestidos mediante un ropaje constitucional, pasan a ser contratos ley. Esta es una figura jurídica muy poco usual en el derecho comparado. Quizás uno de sus antecedentes más cercanos corresponda a Chile y a Colombia (Pinilla, 1999, 27), con la salvedad que, esta figura jurídica no ha sido contemplada en sus constituciones y, por el contrario, se ha mantenido regulada en el entramado legal de las normas ordinarias.

Esta figura jurídica, según Pinilla (1999, 27), apareció por primera vez en nuestro ordenamiento jurídico a través de la Ley N° 9140 en 1940, y ha ido apareciendo en lo sucesivo a través de diversos cuerpos legales, claro está, promoviendo ciertas ventajas coyunturales para los inversionistas locales y extranjeros, pero en ninguno de ellos se intentó petrificar tales ventajas a un nivel constitucional.

Es a partir de 1993 en que, durante el gobierno del ex Presidente Fujimori, se consagra esta figura jurídica a nivel constitucional, sin embargo, tuvieron que pasar por lo menos casi 10 años para que en la sede del Tribunal Constitucional Peruano se ponga en tela de juicio la supuesta constitucionalidad de esta figura jurídica.

En aquella vez, el Tribunal Constitucional Peruano, mediante su sentencia N° 05-2003-AI/TC, se pronunció sobre la naturaleza jurídica de esta controvertida figura. Así sostuvo que:

"(...) el Contrato-Ley es un acuerdo de voluntades entre dos partes, que rige para un caso concreto, sólo que está *revestido de una protección especial, a fin de que no pueda ser modificado o dejado sin efecto unilateralmente por el Estado...* El blindaje del contrato-ley de manera alguna lo convierte en ley (...); únicamente obliga a las partes que lo acordaron, en ejercicio de su libertad contractual, y dentro de su relación jurídico patrimonial"²¹.

Asimismo, sostuvo el Tribunal que no podía someter a un examen de constitucionalidad al referido contrato ley, ya que la acción de inconstitucionalidad procede contra normas con rango de ley, entiéndase por ello al Decreto Legislativo, Ley Orgánica, entre otros y como el contrato ley no tiene esta categoría, es decir, no es una norma con rango ley a pesar de ser un contrato ley, por lo tanto, no es susceptible de ser sometido a un análisis sobre su constitucionalidad.

21 Las cursivas son nuestras.

Otra de las cuestiones que señaló el Tribunal, argumentando bajo el mismo razonamiento, es que a pesar que el Contrato - Ley se aprobó mediante Decreto Supremo, este último tampoco puede ser sometido a un control sobre su constitucionalidad, pues éste no pertenece a la categoría de normas con rango de Ley.

En buena cuenta, se puede concluir que los contratos - ley en materia de hidrocarburos son contratos que cuentan con un revestimiento constitucional y legal que los sobreprotege hasta tal punto que no pueden ser revisados ni por el propio Tribunal Constitucional, máximo intérprete de la constitucionalidad de las leyes en nuestro país.

En este sentido, los contratistas privados tienen mayores garantías que los pueblos y la propia nación peruana. Por ello, Hernando Nieto (2008, 147) ha sostenido que el contrato ley es un contrato anticonstitucional, término no usado en sentido técnico-jurídico de inconstitucional, sino en el sentido que, es un contrato que tangiblemente contradice los propósitos fundamentales de la Constitución.

Esto último se grafica en el hecho que, si bien la Constitución reconoce el derecho a pensar, a expresarse, o a movilizarse o incluso a la vida, por otro lado, a través de los contratos ley se dispone muy fácilmente los recursos de la naturaleza de los cuales precisamente depende la vida humana. Y más aún, son contratos que no pueden ser revisados constitucionalmente.

Además, debe decirse también que los contratos de licencia bajo la modalidad de contratos ley implica que las cláusulas y los términos contractuales no pueden ser modificados unilateralmente por el Estado, lo cual no quiere decir que el contrato durante su vigencia se mantenga inalterable, sino todo lo contrario, ya que muy bien pueden modificarse los términos contractuales, pero siempre y cuando se cuente con el asentimiento del inversionista privado, de manera que la renegociación del contrato es un hecho que depende de la libre voluntad del inversionista de hacerlo, con lo cual se le otorga a este último una capacidad de negociación muy superior a la del propio Estado.

Cuadro N° 3
Componentes de las Actividades de Hidrocarburos por Modelo Contractual

Componente	Fases	Modalidad Contractual
Upstream	Exploración	Contrato de Licencia o Contrato de Servicios
	Explotación	
Downstream	Transporte	Contrato BOOT de Transporte
	Distribución	Contrato BOOT de Distribución

Fuente: Elaboración propia, 2009

Capítulo Segundo

Antecedentes y Negociación

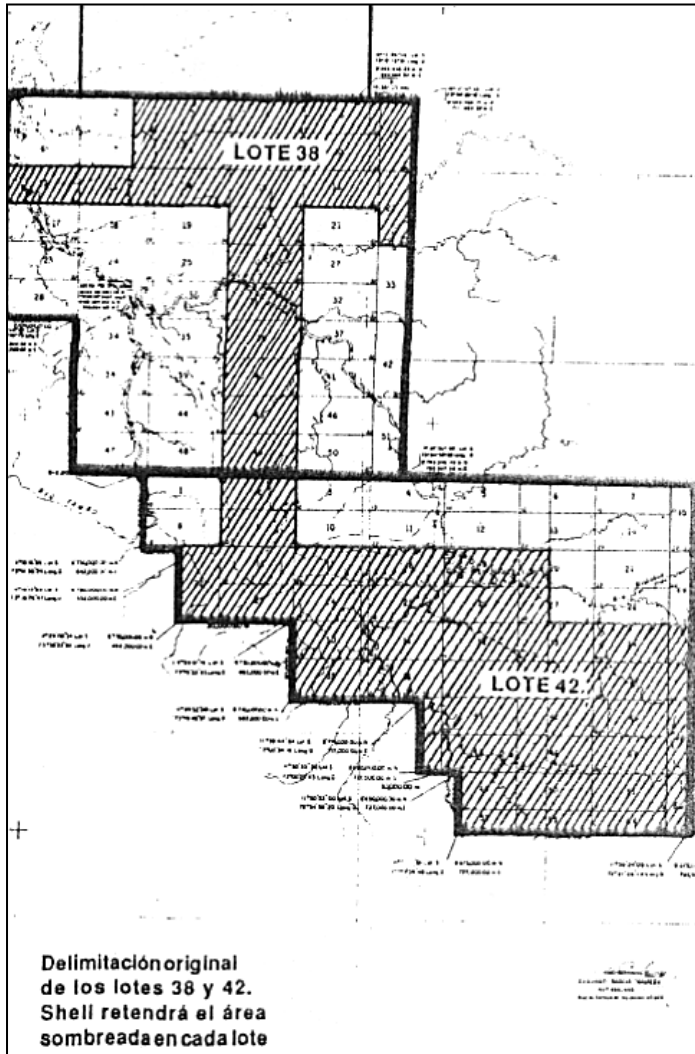
1. El Proyecto Camisea

1.1. El componente de Transporte en los Tiempos de Shell

Durante los años 80, el modelo económico imperante en el Perú preconizaba la intervención directa y activa del Estado en el quehacer económico. Estaba aún muy lejana la idea que enfatiza el rol subsidiario del Estado en la economía y que no hay nadie más calificado que el propio mercado para distribuir la riqueza generada. Así, toda actividad se encontraba bajo el control y supervisión del gran Estado con un marcado corte paternalista.

A otro nivel, se agudizaba cada vez más los conflictos sociales que no finalizarían sino muchos años más tarde. Las evidentes desigualdades, en términos de salud, educación y servicios básicos, fueron elementos claves para desatar en el Perú el conocido conflicto armado interno. Aún más, existían zonas alejadas del Perú que usualmente escuchaban de un Estado que materialmente no conocían. Indistintamente del tinte político o ideológico subyacente, lo cierto era la existencia de una fuerte brecha que agudizaba las desigualdades sociales.

Sin duda, este escenario no era el más atractivo para las inversiones extranjeras, se respiraba aires de inestabilidad política, social y económica. Pero aún así, la mundialmente conocida SHELL -no necesariamente por su buen desempeño ambiental y social-, decidió invertir en el Perú y suscribió, en julio de 1981, con PETROPERÚ un contrato de exploración petrolífero en los antiguos Lotes 38 y 42, cercanos a las orillas del Río Ucayali en el Cusco, donde ahora se ubican los Lotes 88 y 56 del Proyecto Camisea.

Antiguos Lotes Camisea (Lote 38 y 42)

Fuente: Carlos Malpica

En aquél entonces, el tratamiento del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) era muy incipiente a nivel conceptual y legislativo en América Latina y el Perú no era la excepción. Eran tiempos en los que el EIA no estaba regulado en el ordenamiento jurídico peruano y ni mucho menos su uso era obligatorio en las actividades de hidrocarburos (Peter May et al, 1999, 3).

Por otro lado, el ordenamiento jurídico peruano tampoco obligaba a compensar a las comunidades por los impactos directos e indirectos que las actividades de hidrocarburos generarían en la zona. En buena cuenta el marco legal peruano carecía de una regulación protectora del ambiente y de las poblaciones que habitaban en la zona.

Causaba aun más preocupación los serios cuestionamientos sobre el desempeño ambiental que SHELL había tenido en otras regiones del Mundo. Se le acusaba, por ejemplo, de la grave contaminación a uno de los más ricos ecosistemas del mundo como el Delta del Níger en Nigeria, África, además de contar con el apoyo de la dictadura militar de aquél entonces para reducir y eliminar los reclamos de la Comunidad Ogoni²².

Una empresa con amplia experiencia en la industria de hidrocarburos y con poca preocupación por los aspectos ambientales y sociales operaría en una de las zonas con mayor sensibilidad biológica como el Bajo Urubamba (Cusco) y sin un marco legal protector y preventivo frente a los impactos ambientales y sociales que estos proyectos usualmente generan. Además, la Zona del Vilcabamba, donde se ubica el Bajo Urubamba representa una de las 25 zonas calientes (*hot spots*) existentes en el mundo (Ross, 2008, 203). Asimismo, se da cuenta que en tiempos remotos como la era pleistocénica, esta zona jugó un rol importante en el repoblamiento y el rebrote de la vida en el mundo.

Sin embargo, a pesar de los fundados temores que pudiesen existir alrededor del manejo ambiental y social del Proyecto, SHELL se mostró con mucha apertura y cuidado del medio ambiente de manera que instituyó como pilar de sus actividades, el principio de beneficio neto; por el cual se debía procurar que al finalizar el proyecto las la regiones afectadas se encontrarían en mejores condiciones que las que se encontraban al inicio del Proyecto (Ross, 2008, 206).

Así, Camisea representaba para SHELL la oportunidad para revertir la alicaída imagen que se había ganado en el mundo por su pésimo manejo social y ambiental. SHELL no podía cometer los mismos errores y se debía entender que no todo debía significar beneficios económicos, sino que los proyectos debían de ejecutarse bajo una lógica de sostenibilidad social, ambiental y económica.

Pese el buen ímpetu que mostró SHELL en sus operaciones, no se pudo negar el fatídico contacto que tuvieron los trabajadores de la empresa con indígenas en aislamiento sin repararse en la magnitud de las consecuencias (May, 2008, 206). El Estado tomaba conciencia de su poca capacidad para enfrentar los impactos

22 "Shell. Abusos contra los derechos humanos del pueblo Ogoni en el Delta del Níger, Nigeria", 27 de octubre de 2009. Consulta: 28 de noviembre de 2009.

sociales y ambientales que las operaciones de SHELL y el Proyecto Camisea implicaba.

En 1984, se encontraron los primeros yacimientos de Camisea, pero sorpresivamente eran yacimientos de gas y no petróleo, como se pensó encontrar en un primer momento con la firma del contrato de exploración petrolífera. La etapa siguiente era comenzar la explotación de los yacimientos y el 10 de marzo de 1988 bajo el primer gobierno del Presidente Alan García se procedió a la firma del Acuerdo de Bases para la explotación de Camisea que introduciría inversiones frescas a la economía nacional del orden de US\$ 2,500 millones de dólares (PERUPETRO S.A). Sin embargo, a tan sólo cinco meses de transcurrido, el Estado Peruano optó por desistir en la negociación, que según versión de PERUPETRO S.A., no se contaba con el presupuesto para asumir los gastos que implicaba el desarrollo del Proyecto.

Cabe preguntarse ¿Acaso el Estado no previó que no tenía los suficientes recursos para hacer frente a la inversión que implicaba el Proyecto y se dio cuenta de ello recién trascurrido los cinco meses? Resulta muy poco consistente sostener una hipótesis como la esgrimida; por el contrario, se debe de considerar el contexto económico que atravesaba el país y los procesos inflacionarios que flagelaron la economía nacional donde el valor real del dinero era cada vez menor que el valor nominal del mismo. En un contexto de esta naturaleza, además de los riesgos ambientales y sociales que implicaba, no era para nada atractivo seguir sosteniendo un Proyecto de esta magnitud en medio de una de las mayores crisis económicas que enfrentaba el país.

Sin embargo, hurgando en la historia, notamos que la clase política y la población de aquél entonces tenían un serio malestar por el contenido de las cláusulas del Acuerdo de Bases. En efecto, mientras el Art. 121 de la Constitución Política del Perú del año 79 señalaba que "corresponde a las zonas donde los recursos naturales están ubicados, una participación adecuada de la renta que produce su explotación, en armonía con una política descentralista", el Acuerdo de Bases no señalaba en nada la "participación adecuada en la renta" que percibirían la provincia de La Convención o el Departamento del Cusco en la explotación de gas (Malpica, 1989, 12).

Esta grave omisión obligó a que el ejecutivo representado por el Ministerio de Energía y Minas a cargo del ingeniero Abel Salinas suscriba conjuntamente con los actores claves del sector, como PETROPERÚ, Instituto Nacional de Planificación, la Corporación de Desarrollo del Cusco y el Consejo Provincial del Cusco, el "Acta de Lima", mediante el cual se ofrecía impulsar diversos proyectos en el Cusco con los recursos provenientes del Lote 42, como la instalación de una planta térmica de gas, una planta de fraccionamiento, una fábrica de caucho sintético, una de cemento, una de fertilizantes y la construcción de un ferrocarril Cusco-Camisea-Atalaya. El Acta de Lima era un conjunto de promesas con claros visos

de ser incumplidos y que su única finalidad era calmar los ánimos y la indignación de un sector político al ver que el gas de Camisea no procuraría ningún beneficio concreto para el Cusco.

La sorpresa fue mayor cuando al preguntársele al ingeniero Abel Salinas, Ministro de Energía y Minas de aquél entonces, sobre cuál era el monto del canon para el Cusco y qué entidad lo iba a pagar: ¿El Estado, PETROPERÚ o Shell? se respondió increíblemente que ni el Estado, ni PETROPERÚ tenían los recursos para tal fin y en cuanto a SHELL, se dijo de que esta era una empresa que venía al Perú para hacer ganancias y no para hacer obras de caridad (Malpica, 1989, 13).

El Acuerdo de Bases no se ajustaba en su contenido a lo que establecía el orden constitucional de aquél momento, por no considerar a la zona en donde se extraería el recurso natural como partícipe de la renta por lo que se evidenciaba claros indicios para interponer la invalidez del Acuerdo de Bases; además no se consideraba claramente cuáles serían los beneficios económicos que la Región Cusco recibiría por los impactos.

Además de la grave falencia del Acuerdo de Bases, se procedió a cambiar la legislación que por aquellos años regulaba las actividades de hidrocarburos para favorecer claramente los intereses corporativos de la SHELL. Así mediante el art. 2 de la Ley N° 24782, se añadió un párrafo al numeral 5.2 del Decreto Ley N° 22774²³ por el que se permitió aumentar el plazo de explotación de 30 a 40 años, de manera que se pudo implementar el cambio directamente mediante la cláusula 1.2.4 del Acuerdo de Bases, al establecer que el contrato de explotación tendría una duración de 40 años y no de 30 años como lo establecía la legislación en materia de hidrocarburos. Es así que encontramos aquí a una de las razones del porqué nuestra legislación actual otorga 40 años para las actividades de explotación.

Por otro lado, SHELL veía también una limitación de orden legal para sus inversiones por lo que sólo podía realizar actividades de exploración en tres lotes y excepcionalmente en cuatro en caso que sea aprobado mediante decreto supremo por acuerdo mayoritario del Consejo de Ministros como lo establecía el Art. 3° de la Ley 24782; sin embargo, Shell contaba ya con cuatro lotes: 38 y 42 en el Cusco, y 49 y 51 en Madre de Dios y no podía explorar en otros lotes, por lo que no vio mejor manera que unir los Lotes 49 y 51, transformándolo en el Lote 49A y hacer lo mismo con los Lotes 38 y 42; para así tener sólo dos lotes y cumplir con el requisito legal para solicitar mayores lotes en exploración, cuando en realidad lo que hizo SHELL es hacer uso de una ficción legal para transformar cuatro lotes en dos y poder sacar así el requisito legal.

23 Decreto Ley que aprueba las Bases Generales para Contratos Petroleros en Operaciones de Exploración.

Un tema también importante para los fines de esta investigación, es comprender cómo en los años 80, durante la permanencia de SHELL en nuestro país, se concibió la fase de transporte de hidrocarburos. Ante todo, se debe señalar que la intención de SHELL era la de ser titular tanto del componente *Upstream* como del *Dowstream*, es decir, del componente de producción, transporte y distribución de hidrocarburos. Sobre la fase de transporte en particular, se previó la construcción de un gasoducto de 24 pulgadas con capacidad para transportar 300 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) con una extensión de 580 Km. y un poliducto de 8 a 10 pulgadas de diámetro para transportar hasta 45.000 barriles condensados por día (Malpica, 1989, 23). En el Acuerdo de Bases, SHELL se comprometió a participar con sólo el 25% del costo de los ductos con recursos propios, el resto se conseguiría a través de financiamiento de terceros y préstamos externos a largo plazo.

El problema que se enfrentaban era la falta de un mercado interno. Las empresas de entonces tenían una infraestructura para producir en base a calderos de carbón y no habían proyectado una producción en base al gas natural. Además, en caso que no se garantice la demanda convenida con SHELL, el Estado debía asumir el lucro cesante. Así, era muy riesgoso en términos económicos, llevar a cabo un negocio de esta naturaleza, ya que el mercado nacional no aseguraba el consumo del volumen mínimo de gas que SHELL podría transportar.

En conclusión, si bien los estándares ambientales y sociales que usó SHELL en Camisea superaban largamente la legislación nacional, la negociación llevada a cabo con el Estado Peruano materializada en el Acuerdo de Bases, carecía de algunas falencias de índole constitucional y legal, además de ser bajo una óptica económica prácticamente inviable razón por la cual el Gobierno desistió en continuar con la segunda parte del Convenio.

1.2. El componente de Transporte en los tiempos de Shell-Mobil

En la década de los noventa, un nuevo orden económico y político se instalaba en el Perú. Se sostenía cada vez con mayor fuerza y con mayores adeptos la idea que el Estado era ineficiente y que muchas de sus funciones y actividades deberían ser trasladadas al sector privado. En términos sencillos, esta fue la idea motor que promovió todo un proceso agresivo de privatización con importantes connotaciones sobre el sector energético y, por ende, sobre la industria de hidrocarburos.

Se construyó un marco legal favorable a las inversiones con incentivos y deducciones tributarias, el Estado redujo así su rol protagónico en la economía, reduciéndose su labor sólo al establecimiento de reglas claras de juego y velar

para que éstas sean cumplidas. En materia ambiental, se permitió que la gestión ambiental sea sectorial y no sea vista unitariamente a nivel general.

A nivel político, se produjo un cambio sustantivo al marco constitucional, reduciéndose el nivel de protección de las tierras de las comunidades campesinas y nativas eliminando del cuerpo constitucional las famosas "tres i" que protegían la propiedad comunal: inembargabilidad, inalienabilidad e imprescriptibilidad, como bien lo señalaba el texto constitucional de 1979. Sobre los recursos naturales, se permitió su explotación y entrega a los privados mediante la forma de concesión, previamente regulada por ley orgánica.

Los cambios institucionales señalados a muy *grosso modo* fueron el caldo de cultivo adecuado, a decir de los defensores de esta forma de concebir la política y la economía, para incentivar las inversiones. Así, en el año 1994 se acordó con PETROPERU S.A., por segunda vez, la suscripción de un Acuerdo de Bases con SHELL en el cual ambas partes se comprometían a la evaluación y desarrollo de los yacimientos de Camisea.

Sin embargo, en 1995, se forma el Consorcio Shell-Mobil con quienes el Estado suscribiría el Contrato de Explotación de los yacimientos Camisea un año después. Según PERUPETRO S.A., el Consorcio Shell-Mobil estaba no sólo interesado en integrar el componente de producción y de transporte, sino también el de distribución, ante lo cual el Estado se negó, ya que no permitiría que las empresas petroleras se configuren en un monopolio. Opinión que desde luego es desestimada años más tarde cuando en el Concurso Internacional iniciado por COPRI se otorgó al mismo grupo económico el control sobre el componente *upstream* y *downstream* del Proyecto. Lo que si resulta interesante es el cambio de interés de Shell-Mobil por el componente de distribución, ya que en los años 80, este componente no era de importancia para Shell al grado de establecerse en el Acuerdo de Bases en 1988 que una empresa por crearse denominada Empresas Nacional Distribuidora de Gas Natural se encargaría de la distribución y comercialización del Gas en el mercado interno y si en caso fuese necesario como última medida, Shell participaría con un máximo de 25% de capital para financiar el componente de distribución.

La falta de interés radicaba en que no existían mecanismos y canales adecuados de distribución de gas natural en el mercado nacional y limeño específicamente, lo que sí sucedía en cambio con otros combustibles; lo que se constituía en una desventaja comparativa en la comercialización del gas natural en Lima y Callao. Situación que sin duda era paradójica, ya que el Perú consumía e importaba el recurso que menos tenía como el Diesel, sin embargo, no hacía lo mismo con un recurso tan abundante como el gas natural y que al fin y al cabo era del Perú, lo que reflejaba la poca claridad de las autoridades de aquél entonces para diseñar adecuadamente una política energética que incluya consistentemente los postulados de la economía energética.

Esta deficiencia persistía en los años 90, pero aún así Shell-Mobil decidió continuar adelante con el proyecto. Sin embargo, el año 1998 Shell-Mobil decidió desistir en la continuación de la segunda etapa del Proyecto lo que implicaría dejar sin efecto la perforación de pozos de explotación, el tendido de ductos hasta la costa, la construcción de plantas de tratamiento y fraccionamiento, entre otras operaciones.

Sobre esto último, los años han llevado a ensayar algunas supuestas razones del porqué Shell-Mobil no decidió continuar con el Proyecto Camisea. Así, por ejemplo, PERUPETRO S.A. sostiene que la razón radicaba en el desacuerdo con el gobierno peruano respecto al precio del combustible (la comisión de tarifas eléctricas fijó el precio en US\$ 1.61/BTU mientras el consorcio planteó el precio en US\$ 2.50/BTU) y a su exclusión en el componente de distribución de gas en Lima y Callao (PERUPETRO S.A.). Razones que consideramos pertinentes, pero que además debe de considerarse los efectos negativos de la inexistencia de un mercado de gas natural, ya que haría improbable en un mediano plazo recobrar las ganancias del Consorcio, por lo que no era económicamente viable llevar a cabo un proyecto de envergadura para ofrecer un recurso a un mercado que no lo requiere o no tiene la capacidad para aprovecharlo.

Las estadísticas de esas fechas enseñaban que al momento de la puesta en operación comercial, el ducto tendría una capacidad de transporte de 450 mmpcd; sin embargo, la demanda sólo consumiría 136 mmpcd y recién en el 2010 la demanda aumentaría a 242 mmpcd (Zanconetti, 2002, 267); un crecimiento significativo, pero insuficiente aún para consumir los 450 mmpcd que transportaría el ducto. Unas cifras como las señaladas eran claves para determinar la viabilidad económica del Proyecto y la poca capacidad del Estado Peruano para pensar en una fórmula inteligente que compense adecuadamente la inversión del Consorcio.

Así, el Proyecto Camisea volvía una vez más a las manos del Estado Peruano con los beneficios innegables que ello significaba. El Ministro Baca Campodónico declaraba que el gobierno peruano era por lo menos US\$ 500 millones de dólares, más rico. Lo que era de Shell ahora era nuestro (Zanconetti, 2002, 260). El Estado Peruano se hacía de los yacimientos Camisea sin haber hecho alguna inversión significativa sobre los mismos, ya no era necesidad de una exploración para hallar gas en la zona, éste ya había sido encontrado. Era una oportunidad perfecta para que el mismo Estado llevase a cabo la fase de explotación, pero por razones de orden económico políticas, era inadmisibles que el Estado ineficiente, se haga cargo de una actividad tan importante por lo que su explotación debería caer en manos del sector privado y no bajo el sector público.

Sin embargo, aún así el Estado Peruano ostentaba una apreciable posición dominante, al tener la posibilidad de poder exigir mayores beneficios a los interesados en explotar los yacimientos Camisea sobre los cuales no cabía duda que

tenía importantes reservas de gas y en donde no se requería mayores gastos en exploración. Sea como sea, quien se hiciese del yacimiento Camisea siempre iba a ganar, no había lugar a pérdida para ninguno de los interesados en desarrollar el Proyecto.

1.3. La Negociación y el Concurso Público Internacional

En un estudio anterior (Gamboa et al, 2008) hemos hecho referencia al proceso de negociación que implicó la entrega en concesión de los Lotes 88 y 56. En esta oportunidad y para los fines del presente Informe, nos remitiremos, al proceso de negociación y al Concurso Público Internacional que implicó la entrega en Concesión del Componente de Transporte del Proyecto Camisea.

Pero antes de abordar el tema, es necesario conocer someramente cuál era la percepción en otros países de la región sobre el desarrollo de las actividades de hidrocarburos y la fase de transporte en particular. Así, si nos retrotraemos a finales de la década de los 90. Observaremos que se desarrollaba un proceso interesante de promoción de proyectos energéticos de corte regional liderados por los estados y no por el sector privado. Un ejemplo de ello lo constituye el gasoducto que se construyó desde Santa Cruz (Bolivia) hasta uno de los centros energéticos más importantes del Brasil – Sao Paulo. Ello se debió gracias al apoyo sinérgico entre dos empresas estatales como Yacimientos Petrolíferos Financieros (YPF) de Bolivia y Petrobras de Brasil con el financiamiento del Banco Mundial. Asimismo, el Estado Colombiano, de la mano de ECOPETROL, lideraba en su territorio las actividades de hidrocarburos.

Esta situación que era un constante en la región y que respondía a una lógica que considera a los recursos energéticos elementos estratégicos para el desarrollo nacional y como consecuencia deberían de quedar sujetos bajo cierto control Estatal incentivó a que dichas instituciones con competencia en el sector de los hidrocarburos, pasen por un proceso de fortalecimiento y se desarrollen aún más en el sector.

Sin embargo, en el Perú se tenía y se tiene la idea que no había nadie mejor que el propio sector privado para desarrollar las actividades de hidrocarburos. Así, bajo este marco conceptual, se creó la Comisión de Promoción de la Inversión Privada – COPRI, hoy PROINVERSION, quién a través del Comité Especial de Alto Nivel (CEGAS) se le encargó la labor de reestudiar, rediseñar, comprobar y verificar toda la información que se transfirió a partir que el Consorcio Shell-Mobil resolvió el contrato con el Estado Peruano en julio de 1998.

Esta labor se realizó a través de la asesoría de la Booz, Allen & Hamilton quien además se encargó de definir el desarrollo del Proyecto en términos legales, técnicos y económicos (Zanconetti, 2002, 261).

En abril de 1999, se creó el Comité Especial del Proyecto Camisea – CECAM para llevar a cabo el proceso de inversión privada en todas las etapas del Proyecto Camisea, por lo que se vio en la necesidad de renegociar el contrato celebrado originariamente entre CEGAS y el Banco de Inversiones Roberts Flemings para que éste último contraste lo hecho por la Booz, Allen & Hamilton y, además, desarrolle el Plan de venta del proyecto, asesorar en la selección de posibles inversores, preparación de las bases del concurso internacional, *roadshow* y la elaboración del modelo del contrato.

Como se puede apreciar, elementos tan importantes como la elaboración de las bases del concurso y la del modelo del contrato no fueron elaborados por los propios técnicos del Estado, sino que, se dejó para que lo elaborara un Banco de Inversiones bajo una previsible visión comercial del Proyecto.

Una vez hecho esto el Comité Especial del Proyecto Camisea CECAM inició la convocatoria al Concurso Público Internacional, el 31 de mayo de 1999 tal como lo señalaba el Numeral N° 1.6 de las Bases del Concurso. A diferencia del proceso llevado a cabo para entregar en adjudicación el Lote 88²⁴, se tuvo esta vez como criterio para otorgar la Buena Pro a quien presente el menor costo del servicio tal como lo señalaba el numeral N° 7.2 de las Bases del Concurso.

Lo que resalta de este Concurso Público Internacional es que se buscaba entregar a través de un mismo proceso dos componentes del Proyecto Camisea, el de Transporte y el de Distribución. Lo que en buena cuenta significaba entregar en concesión el Transporte de Gas, el Transporte de Líquidos y la Distribución de Gas en Lima y Callao a un mismo postor. En base a ello, el costo del servicio total, criterio adoptado para entregar la buena pro, debía considerar estas tres últimas actividades que hemos señalado.

En este sentido, era un proceso que como estaba estructurado forzaba a que se presentaran al Concurso tanto los transportistas como los distribuidores, por lo que era de alguna manera mucho más razonable mantener un proceso de adjudicación diferenciado dirigido a cada una de las fases: Transporte y distribución. Ello se hizo notar durante el mismo proceso de consulta sobre las Bases del Con-

24 Recuérdese que en el caso del concurso para adjudicar el Lote 88 se consideró como factor de atribución de la Buena Pro a quien oferte el mayor porcentaje por regalía. Se le adjudicó la Buena Pro al Consorcio liderado por PLUSPETROL quien presentó un oferta de 37.24% por concepto de regalías, mientras que su contrincante Total Elf presentó una oferta por pago de regalías ascendiente a 35%. El Estado estableció como base 10% como pago por regalías.

curso y los Contratos mediante Circular T & D – 27 /Pregunta N° 139; sin embargo, se prefirió mantener el esquema que había diseñado el Banco de Inversiones Robert Flemings.

Asimismo, un elemento a analizar fueron las dudas que nacieron entre los participantes del concurso sobre la correcta interpretación del Numeral 1.1 de las Bases del Concurso, en la cual se señalaba que el postor que resultase Adjudicatario en el Concurso, no podrá presentar ofertas en el concurso para la explotación de hidrocarburos²⁵. La duda estribaba en que si esta limitación se extendería también a los miembros integrantes del Consorcio Postor.

Así se sostenía dos posiciones, una que señalaba que lo integrantes del Consorcio Postor no podrían constituir entre sí, ni con otros socios un consorcio para presentarse como postor en la Licitación del Lote 88 y otra que señalaba que sí podrían integrar otro Consorcio Postor para el Concurso del Lote 88 de la cuenca del Ucayali; siempre que lo hagan con otros socios, es decir siempre que la conformación de ambos Consorcios no sea idéntica²⁶.

La solución a esta controversia era de vital importancia, ya que de permitirse que las empresas participantes en el Concurso Público Internacional -Transporte y Distribución- participen también del Concurso para la explotación de hidrocarburos en el Lote 88 –Producción- sería el mismo Estado quien estaría permitiendo y creando las condiciones necesarias para que un mismo grupo de empresas operen en los distintos componentes del Proyecto Camisea constituyéndose así en un monopolio, lo que en efecto lo fue.

Así, a través de la Circular N° T & D-25/Respuesta N° 84 se permitió que los integrantes de postor que participan en el Concurso de Transporte y Distribución participen también formando parte del postor que participa en el concurso para la explotación, con lo cual se comprueba que la causa que un mismo grupo de empresas participen en todas la fases del Proyecto Camisea tiene su origen en el mismo diseño de las bases del concurso y la consecuencia que tenemos hoy en día es que las empresas participantes en todas los componentes del Proyecto Camisea cuenten la siguiente configuración accionarial:

25 Bases del Concurso Internacional para otorgar las Concesiones de Transporte de Gas, Transporte de Líquidos y Distribución de Gas en Lima y Callao.

26 Circular N° T & D-25/ Pregunta N° 84, Bases del Concurso Público Internacional-Transporte y Distribución, 7.

Cuadro N° 4
Participación Accionarial de las Empresas en el Proyecto Camisea
(Producción y Transporte)

Casa Matriz	Lote 88	Lote 56	TGP
Grupo Pluspetrol	Pluspetrol Peru Corporation S.A. (Operador)	Pluspetrol Peru Corporation S.A. (Operador)	Carmen Corporation
	Pluspetrol Camisea S.A.	Pluspetrol Lote 56 S.A.	
Hunt Oil Company	Hunt Oil Company of Peru	Hunt Oil Company of Peru	Hunt Oil Company Ltd.
S.K. Group	SK. Corporation Suc. Peruana	SK. Corporation Suc. Peruana	SK. Corporation
Grupo Techint	Tecpetrol del Peru S.A.C.	Tecpetrol del Peru Lote 56 S.A.C.	Tecgas Camisea S.A.
			Tecgas N.V
Sonatrach Petroleum Corp.	Sonatrach Perú Corporation S.A.C	Sonatrach Perú Corporation S.A.C	Sipco Peru Pipelines Corporation
Repsol YPF	Repsol Exploración	Repsol Exploración	
GDF Suez			Suez Tractebel S.A.
Grupo Graña y Montero			Graña y Montero S.A.

Fuente: Elaboración propia.

Pero ¿de dónde viene la decisión del Estado de entregar a un mismo postor los componentes del Transporte y Distribución del Proyecto Camisea? la respuesta a ello la encontramos mucho tiempo atrás, en los tiempos en los que el Consorcio Shell-Mobil estaba interesado en el Proyecto Camisea. Por aquél entonces, 1996, como la explotación y transporte del Proyecto Camisea estaba a cargo de Shell-Mobil, el Estado decidió crear un Comité Especial CEGAS para dar en concesión al sector privado las actividades de Distribución de Gas en Lima y Callao (Resolución Suprema N° 096-98-PCM). Para tal encargo, CEGAS contrató por primera vez los servicios del Banco de Inversiones Roberts Flemings para llevar adelante este proceso. Sin embargo, el Estado también dispuso que CEGAS se haga cargo de entregar en concesión a los privados el componente de Transporte²⁷, sobre

²⁷ Comité Especial del Proyecto Camisea CECAM, Libro Blanco, Vol. N° 1-Anexos 01 (febrero 2001), 2.

el cual contó de igual manera con el asesoramiento del Banco de Inversiones Roberts Flemings.

Por lo que deducimos que desde ese momento y con auspicio del Banco de Inversiones Roberts Flemings se diseñó el Proyecto de manera que sea un mismo postor el adjudicatario de los dos componentes del Proyecto – Transporte y Distribución. Si bien CEGAS fue desactivada para dar paso al Comité de Alto Nivel CEANC, el mismo que luego fue desactivado para dar lugar al Comité Especial del Proyecto Camisea CECAM; todas estas entidades al fin y al cabo contaron con el asesoramiento de la misma institución: Roberts Flemings. De ahí que se mantuvo constante hasta 1999 el modelo por el cual se otorgaba a un mismo postor los componentes de transporte y distribución.

La legislación comparada prohíbe que una misma empresa participe en más de un componente de las actividades de hidrocarburos. Así, la Ley de Hidrocarburos Boliviana, Ley N° 3058, establece en su artículo 95° que queda completamente prohibido que los concesionarios para el transporte de hidrocarburos por ductos, sean concesionarios y participen en concesiones para la distribución de gas natural por redes. También se prohíbe que sean compradores y vendedores de hidrocarburos y/o participen como accionistas en empresas generadoras de electricidad.

La realización de estos supuestos trae como consecuencia una sanción muy grave para el concesionario de transporte de hidrocarburos por ductos, como es la caducidad de la concesión.

En el Perú, sin embargo., se dieron las condiciones necesarias y se incentivó aún más para que un mismo grupo empresarial participe a lo largo de la cadena de hidrocarburos, confundiendo en un mismo operador económico las calidades de comprador y vendedor. En el caso de transporte y distribución, el consorcio ganador debe de escindir la sociedad concesionaria para dar lugar a dos sociedades, una que se haga cargo del transporte y otra que se haga cargo de la distribución. Sin embargo, bien ha hecho la cláusula 19.8 del Contrato Boot de Transporte de Gas Natural por ductos de prohibir que una tenga el control efectivo de la otra y viceversa. Lo que no excluye que exista una participación mínima de la sociedad a cargo del transporte en la de distribución y viceversa.

Lo que en buena cuenta significa que si bien existe un mismo grupo empresarial que participó en los dos concursos, una para entregar en concesión la explotación del Lote 88, y otro para entregar en concesión el Transporte y Distribución, ello no significa que el mismo grupo empresarial a cargo del componente de transporte - según dicha cláusula contractual - tenga un control efectivo sobre la sociedad a cargo de la distribución. Lo que legalmente si es factible es que ese mismo grupo empresarial participe también en la producción – explotación del Lote 88.

Pero, de acuerdo a las Bases del Concurso, no sólo se dio la oportunidad para que las empresas participantes en el Concurso para entregar en concesión el componente de Transporte y Distribución, participen también de la explotación de hidrocarburos en el Lote 88, sino que, también se permitió lo contrario, es decir, se permitió también que las empresas participantes en el concurso para adjudicar la explotación de hidrocarburos en el Lote 88, participen también del concurso de transporte y distribución.

El Numeral 1.1 de las Bases del Concurso de Transporte y Distribución otorga la opción al ganador del concurso para la explotación de los hidrocarburos en el Lote 88, la posibilidad de participar hasta el 20% del capital social de la sociedad concesionaria adjudicataria de la concesión de transporte y distribución. Asimismo, se señala mediante Circular N° T & D-08/Respuesta N° 23 que una vez que la Sociedad Concesionaria sea escindida para dar lugar a dos sociedades distintas, una a cargo del Transporte y otra a cargo de la Distribución, el Contratista de Explotación de los Hidrocarburos en Camisea tendrá el derecho a participar en ambas empresas, hasta el límite de su participación en el capital social de las Sociedad Concesionaria Original.

Otro elemento a resaltar sobre este aspecto, es la evidente complementariedad que existe entre las Bases del Concurso de Transporte y Distribución y las Bases del Concurso de Explotación de Hidrocarburos. Este último permite, al igual que las Bases del Concurso de Transporte y Distribución, la participación del adjudicatario del Concurso de Explotación de Hidrocarburos la posibilidad de participar en el capital accionario de la Sociedad Concesionaria que constituiría el ganador del concurso de Concesiones para el Transporte y Distribución²⁸.

De esta manera, las mismas bases de ambos concursos daban las condiciones necesarias para que un mismo grupo empresarial participe en los dos concursos públicos internacionales para entregar en concesión los componentes del Proyecto Camisea.

Es muy probable que ello no habría sucedido si se hubiesen presentado mayores postores al concurso público internacional de Transporte y Distribución, pues al revisar el Acta de Recepción de los sobre N° 1, N°2 y N°3, sólo un consorcio postor participó del concurso Público Internacional de Transporte y Distribución conformado, como ya se mencionó, por Tecgas N.V., Pluspetrol Resources Corporation, Hunt Pipeline Co. of Perú L.L.C, S.K. Corporation, L'Enterprise Nationale Sonatrach, Graña y Montero S.A.A.

Constante ha sido en el Proyecto Camisea - un proyecto al parecer rentable - la poca participación de postores en los diversos concursos organizados para

28 Comité Especial del Proyecto Camisea CECAM, Libro Blanco, Vol. N° 1-Anexos 01 (febrero 2001), 6.

otorgar en concesión los componentes del Proyecto Camisea. Si revisamos el Concurso Público Internacional sobre la explotación del Lote 88, hubo sólo dos postores, el Consorcio Camisea y Total Elf. Por otro lado, con respecto al Lote 56, no hubo concurso público internacional, y el Lote 56 fue entregado a través de negociación directa. Y ahora, en este caso que nos ocupa, sólo hubo un postor en el Concurso Público Internacional sobre el Transporte y Distribución y es más, cómo lo hemos recalado, no se organizó un concurso exclusivo para entregar en concesión la distribución.

Por lo que podemos concluir que verdaderamente no se desarrolló en los Concursos Públicos Internacionales del Proyecto Camisea un proceso realmente competitivo que retribuya en mayores beneficios para el Estado. Un ejemplo de ello, es que el criterio estipulado en las bases del Concurso Público Internacional para otorgar la concesión de transporte y distribución es la menor oferta económica por costo del Servicio Total cuyo monto base fue de US\$1,451.020.000²⁹, por lo que al consorcio postor al ser solamente el único se le adjudicó la concesión por presentar un oferta económica de US\$ 1,449.000.000.

Cómo notamos la diferencia entre lo que estipula las bases del concurso y lo que establece el Consorcio como oferta es muy estrecha, la diferencia es prácticamente de US\$ 2,020.00. Es una cantidad que responde más a un criterio de formalidad que implica presentar una oferta menor a la que establece las bases del concurso. Este margen pudo haber sido mayor si es que hubiesen participado una mayor cantidad de postores.

Así por ejemplo, a pesar que el Estado Peruano dispuso para el Lote 88 una regalía base del 10%, gracias a la competencia que hubo en el concurso entre el Consorcio Camisea y Total Elf, se pudo obtener, por oferta del Consorcio Camisea, una regalía del 37.24%, un monto que supera en más del 200% al establecido por el propio Estado Peruano.

2. Transportadora de Gas del Perú - TGP

El 20 de octubre del 2000 en el Auditorio de PETROPERU S.A. se procedió a la presentación y apertura de los sobres. Conforme a ello y en base a la presentación de la menor oferta económica por el servicio total, el CECAM procedió a la entrega de la Buena Pro del Concurso Público Internacional para la Concesión de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural y Distribución de Gas Natural a Lima y Callao a Tecgas N.V. (Tecgas), Hunt Oil Company of Perú L.L.C., (Hunt),

²⁹ Circular N° T & D-63 Concurso Público Internacional para otorgar las Concesiones de Transporte de Líquidos y Gas y la Distribución de Gas en Lima.

Pluspetrol Resources Corporation (Pluspetrol), SK Corporation (SKC), L'Entreprise Nationale Sonatrach (Sonatrach) y Graña y Montero S.A.A. (G&M).

Este grupo de empresas que conformaban el consorcio constituyó la Sociedad Concesionaria Transportadora de Gas del Perú-TGP con un capital social ascendiente a S/. 1.500³⁰ el 2 de noviembre del 2000. Es interesante resaltar que las bases del concurso en el numeral 8.2.1 señalaban que al momento de la Constitución de la Sociedad Concesionaria -TGP- el capital social suscrito y pagado de la sociedad sería equivalente a un mínimo de 50 millones de dólares. Sin embargo, se constituyó la Sociedad Concesionaria con un capital social suscrito y pagado de S/. 1.500 debido a lo permisivo que ha sido el Estado en el proceso de negociación al otorgar un conjunto de modificaciones favorable al consorcio en las mismas bases del concurso³¹.

En ese momento Transportadora de Gas del Perú-TGP era adjudicataria de la concesión de Transporte de Gas Natural, Líquidos de Gas Natural y Distribución de Gas Natural a Lima y Callao. Sin embargo, según como lo establece la segunda cláusula adicional del Contrato BOOT de Transporte de Gas Natural por ductos, TGP tiene 15 meses luego de la fecha de cierre para presentar al Ministerio de Energía y Minas un operador estratégico de distribución que cumpla con los requisitos de precalificación establecidos en las bases³².

En un primer momento las bases del concurso establecían la necesidad de llevar a cabo un proceso de precalificación para seleccionar al operador estratégico precalificado de Transporte y Distribución, los mismos que deberían de reunir ciertos requisitos financieros y técnicos. De acuerdo a la circular N° T & D-40 los operadores estratégicos precalificados que quedaron actos en el concurso fueron los siguientes:

30 Según consta en el asiento N° A00001 página 2 de la Partida Electrónica N° 11227891 correspondiente a Transportadora de Gas del Perú TGP.

31 Circular N° T & D-78 de las Bases del Concurso Público Internacional para dar el concesión el transporte y distribución del gas natural.

32 La fecha de cierre es un término en la que el consorcio ganador de la concesión debe de reunir y cumplir con una serie de requisitos formales, entre ellos, la constitución de la sociedad concesionaria, hoy Transportadora de Gas del Perú - TGP. Según la bases del concurso, la importancia de la fecha de cierre radica en que a partir de ella el contrato surte todos sus efectos. Los requisitos que se deben de reunir en la fecha de cierre no son sólo obligación del consorcio, sino también del Ministerio de Energía y Minas. Entre ellos tenemos:

- La constitución de la Sociedad Concesionaria.
- La entrega de la Garantías de Fiel Cumplimiento.
- El adjudicatario entregará la memoria descriptiva.
- El Ministerio de Energía y Minas expedirá la resolución suprema que aprueba los contratos de concesión y autoriza su suscripción.

Cuadro N° 5
Lista de Operadores Precalificados

Operador Estratégico Precalificado	Transporte	Distribución
Duke Energy Internacional, LLC	X	
Enron Perú Transportation Ltd	X	X
Coastal Perú Ltd.	X	
El Paso Energy Camisea Company	X	
Gas Natural SDG, S.A.	X	X
Mobil Exploration and Producing Perú Inc.	X	
Sempra Energy International, PSEG Americas Ltd, Luz del Sur S.A.A.	X	X
Shell Prospecting and Development (Perú) B.V.	X	
Techint, Compañía Técnica Internacional S.A.C. y Tecgas Techint International Construction Corporation	X	
TransCanada Internatrional Business Development Ltd.	X	
Williams	X	
PROMIGAS S.A. E.S.P.		X

Fuente: Bases del Concurso / Elaboración propia

En el caso del componente de Transporte se decidió escoger como operador precalificado de transporte a la empresa Techint, que debería tener el control efectivo de la sociedad concesionaria, Transportadora de Gas del Perú. En el caso del componente de Distribución se vio por conveniente en el concurso, que durante los 15 meses contados a partir de la fecha de cierre, el consorcio ganador debía de escoger al operador precalificado de distribución y presentarlo al Ministerio de Energía y Minas, que en este caso fue PROMIGAS.

Una vez escogido el operador estratégico precalificado de Distribución –PRO-MIGAS- El Ministerio de Energía y Minas autoriza a TGP a realizar una cesión de posición contractual de la concesión de distribución a favor de la nueva sociedad concesionaria. Y, ¿quién es esta nueva sociedad concesionaria?

En un primer momento se estableció que la Sociedad Concesionaria –TGP- debía escindirse, es decir, dividir su patrimonio de manera que con la segregación de un bloque patrimonial determinado se cree una nueva sociedad concesionaria a la cual la Sociedad Concesionaria -TGP- cedería su posición contractual sobre

el contrato de concesión de distribución. Momento a partir del cual habría dos sociedades concesionarias independientes, siendo una titular de la concesión de Transporte de Gas y de la concesión de Transporte de Líquidos y la otra titular de la concesión de distribución.

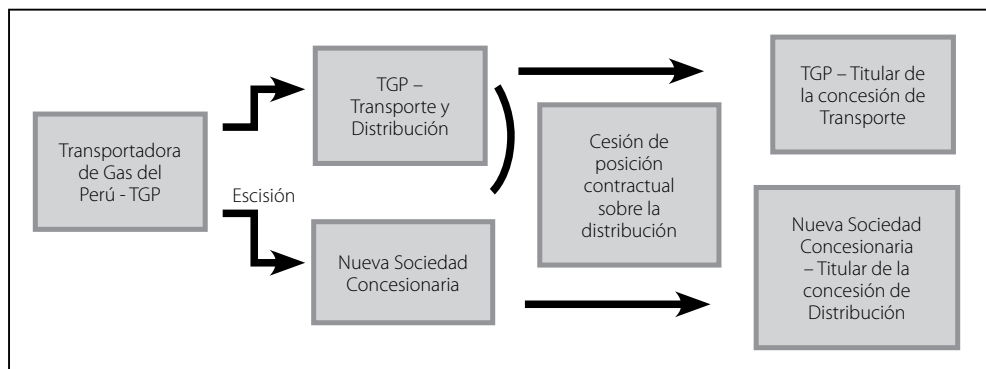
Esta escisión debilitaba patrimonialmente a TGP, ya que parte de su patrimonio serviría para constituir una nueva sociedad a la cual se le cedería la posición contractual sobre la concesión de distribución. Un proceso engorroso que se hubiese evitado si es que se hubiera seguido un procedimiento independiente para otorgar la concesión de distribución. Lo contradictorio es que, como lo establece la Circular T & D-46 del Concurso Público Internacional, sí se permitía la realización de un concurso independiente para otorgar la concesión de distribución en caso en que la Sociedad Concesionaria -TGP- no cumpla con realizar la cesión de posición contractual, entre otros. Es decir permitía la realización de un concurso especialmente para otorgar en concesión la fase de distribución, pero siempre que la sociedad concesionaria incumpla las bases de concurso y no proceda a otorgar a la nueva sociedad la concesión sobre la distribución.

Sin embargo, por lo innecesario que significaba constituir una nueva sociedad haciendo uso de la figura jurídica de la escisión, se convino sólo por hacer uso de la cesión de la posición contractual a favor de una **persona**, como lo señala la segunda cláusula adicional en el numeral N° 3.8 del Contrato Boot de Transporte de Gas Natural por ducto. Como se puede notar, ya no era necesario la constitución de una nueva sociedad con parte del patrimonio de la sociedad concesionaria TGP, sino que ésta, sin hacer uso de escisión procedió a ceder su posición contractual sobre la distribución a favor de un tercero que cumpla con las condiciones técnicas y financieras y en la que además el operador técnico precalificado de distribución tenga una participación mínima. De parte de TGP, la empresa de Gas Natural de Lima y Callao S.R.L. recibió la posición contractual sobre la distribución.

A continuación veremos los procedimientos regulados en los contratos por los se entrega a otra Sociedad la concesión sobre la Distribución. Cómo lo hemos señalado, la segunda Cláusula adicional en el numeral N° 3.8 del contrato BOOT de Transporte de Gas Natural señala que, se procederá sólo a la cesión de posición contractual y ya no se realizará la escisión de la Sociedad Concesionaria. Veamos:

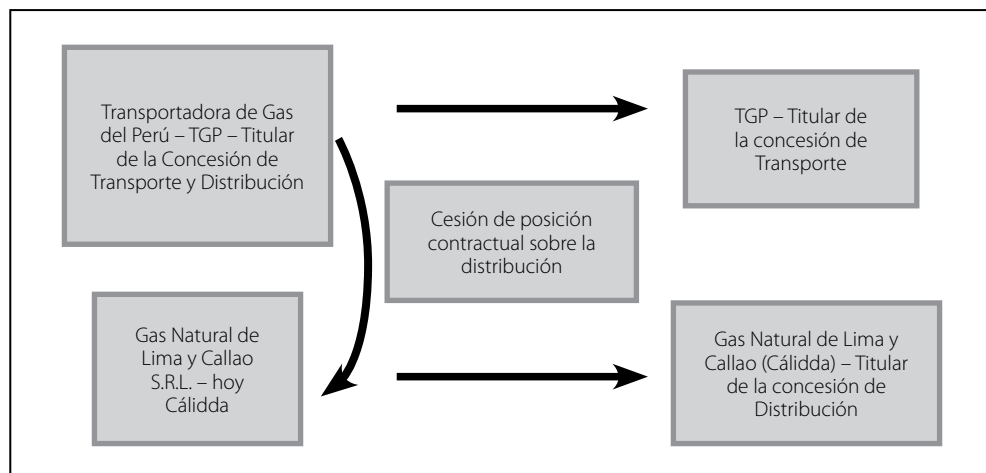
Procedimiento I.
Constitución de nueva sociedad concesionaria y cesión de posición contractual sobre el componente de distribución

Cláusula N° 19 del Contrato BOOT de Transporte de Gas Natural por ductos.



Fuente: Elaboración Propia

Procedimiento II.
Cesión de posición contractual sobre el componente de distribución³³



Fuente: Elaboración Propia

³³ Este es el procedimiento que se adoptó a través de la segunda cláusula adicional del Contrato BOOT de Transporte de Gas Natural por Ductos.

Entonces, se tiene claro que Transportadora de Gas del Perú – TGP cedió su posición contractual a Gas Natural de Lima y Callao S.A. mediante un convenio de cesión el 2 de mayo del 2002 sobre la concesión de distribución de Gas Natural. Debemos agregar que esta empresa se constituyó tres meses antes de la suscripción del Convenio de Cesión, el 8 de febrero del 2002, y se constituyó además con un capital ascendiente a S/. 1,000.00 mil soles³⁴. Esta empresa el 13 de diciembre del 2004 inicia un plan de comercialización para que las industrias, comercios y hogares conozcan las bondades de este nuevo recurso y puedan acceder a él, por lo que vieron conveniente establecer para Gas Natural de Lima y Callao S.R.L.^a una marca comercial denominada Cálidda, popularizada como parte de una estrategia empresarial. Razón a ello se conoce muy poco en el medio el nombre de Gas Natural de Lima y Callao S.R.L.

Acabado este proceso, TGP se convirtió sólo en el titular de la concesión de transporte, y por el contrario ya no de la concesión de distribución cedida, como lo hemos anotado, a Gas Natural de Lima y Callao S.R.L. hoy Cálidda. Desde ese momento, año 2002³⁵, Transportadora de Gas del Perú – TGP - se enfocaba solamente en desarrollar el proyecto de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural, y entraba en la fase más crítica del proceso de construcción e instalación de los ductos a lo largo de la selva, sierra y costa, una vez que las licencias ambientales fueron aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas.

TGP, transcurrido 44 meses desde la suscripción del contrato, puso en operación comercial los ductos de Gas Natural y líquidos de Gas Natural el 20 de agosto de 2004. A continuación presentamos una breve reseña de cada una de las empresas que participan accionarialmente en TGP.

2.1. Tecgas NV

Compañía que pertenece en su totalidad al Grupo Techint³⁶, fue creada en 1997 como un operador de compañías de transportación y distribución de gas. En 1999 esta compañía se fusionó operativamente con Tecpetrol³⁷, para aprovechar

34 Asiento 00001 de la Partida Electrónica: 11352499 perteneciente a Gas Natural de Lima y Callao S.R.L. inscrito en la Oficina Registral de Lima y Callao.

35 Este es un año clave para Transportadora de Gas del Perú TGP, pues que mediante Resolución Directoral N° 073-2002-EM-DGAA y la Resolución Directoral N° 092-2002-EM-DGAA, la Dirección de Asuntos Ambientales Energéticos del Ministerio de Energía y Minas aprobó el Estudio de Impacto Ambiental y Social tanto del Sistema de Transporte de Gas Natural y del Sistema de Transporte de Líquidos de Gas Natural.

36 Techint es un grupo empresario de origen italiano que posteriormente se trasladó a la Argentina, y posee más de 100 empresas operando en todo el mundo.

37 Operador de exploración y producción de petróleo y gas creada a mediados de la década del 80 por el Grupo Techint.

las sinergias que existen entre las distintas etapas de la cadena de producción y comercialización del gas natural. En el año 2000 se le otorga la adjudicación de la buena pro³⁸ al consorcio conformado por Hunt Oil, Graña y Montero de Perú, la argelina Sonatrach y SK Corp.

El proyecto consiste en el Transporte de Gas Natural, el transporte del Líquido del Gas Natural y la Distribución en Lima y Callao. Tecgas NV (y Tecgas Camisea S.A.) es el principal accionista de TGP que participa con el 23.0% del accionariado. Tecgas NV realiza las actividades de transporte y distribución de gas del Grupo Techint, el cual es un conglomerado ítalo-argentino con una experiencia de más de 60 años en el mercado de construcción, negocios industriales, energía y ha construido aproximadamente 61,000 Km de ductos de transporte de hidrocarburos y que entre los cuales se halla la construcción del ducto de gas natural contratado por Perú LNG, con una longitud de 408 Km.

2.2. Carmen Corporation

Pluspetrol se creó en el año 1976, y es un grupo empresarial argentino que realiza actividades de explotación y transportación de hidrocarburos en esta zona de la región. Hoy en día realiza sus actividades hidrocarburíferas en Argentina, Perú y Venezuela. Este grupo empresarial participa en TGP a través de la empresa Carmen Corporation.

El grupo empresarial en mención es la tercera empresa productora de gas natural en Argentina, y en el Perú es el más importante productor de petróleo crudo.

En febrero del año 2000 se convirtió en el operador estratégico del componente *Upstream*³⁹ del Proyecto Camisea, y en el componente *Downstream*⁴⁰ participa a través de su empresa relacionada Carmen Corporation con el 12.4% del accionariado de Transportadora de Gas del Perú.

2.3. Hunt Pipeline Company Ltd

Hunt Oil Company of Peru L.L.C., Sucursal del Perú, es subsidiaria de HUNT CONSOLIDATED INC., empresa multinacional privada que se dedica a la realización de

38 El consorcio resulta el adjudicatario del Concurso Público Internacional para otorgar las Concesiones de: Transporte de Gas, Transporte de Líquidos, Distribución de Gas en Lima y Callao.

39 Actividad de Exploración y Producción de Hidrocarburos.

40 Actividad de Transportación de Hidrocarburos.

actividades de exploración, explotación y refinación de petróleo y gas. Esta empresa multinacional realiza sus actividades en Estados Unidos, Canadá, República de Yemen y Perú, en donde se concentra la mayor actividad de la transnacional.

La empresa multinacional participa con su subsidiaria –Hunt Pipeline Company Ltd- con el 22.4% del accionariado de Transportadora de Gas del Perú. Además, forma parte del consorcio que tiene adjudicada la concesión del Lote 88 y del Lote 56 con un accionariado de 25.2%, en ambas, y a su vez forma parte del Proyecto Camisea II⁴¹, el cual consiste en una planta de licuefacción para la exportación del gas natural.

2.4. SIPCO Perú Pipelines Corporation

SIPCO Perú Pipelines Corporation es subsidiaria de Sonatrach Group, empresa estatal argelina de hidrocarburos fundada en el año 1963.

Sonatrach es una empresa de propiedad del Estado de Argelia, y representa al mayor comerciante de gas y petróleo en el mercado internacional, cuya actividad consiste en la exploración, explotación, transporte de hidrocarburos, además de la refinación del gas y el petróleo dirigida a la industria petroquímica. Sonatrach posee y opera 14 oleoductos (aproximadamente 7,419 Km. de tuberías), 11 gaseoductos (5,773 Km. de ductos) y 19 naves de transporte marítimo de GLP, GNL y productos refinados. Además, opera 11 complejos industriales de transformación y refinación de GNL (04), de GLP (02) y de petróleo (05). Posee una participación en TGP de 21.1805% a través de su empresa relacionada Sipco Peru Pipelines Corporation.

2.5. SK Corporation

SK Corporation es una empresa de petróleo de Corea del Sur y la cuarta más importante del continente asiático, y forma parte de las 42 subsidiarias y empresas afiliadas a SK Group, empresa surcoreana que realiza actividades relacionadas a la energía y a las telecomunicaciones en una serie de países; siendo los países principales Costa de Marfil, Egipto, EEUU, Australia y Brasil.

Entre las principales líneas de este conglomerado se encuentran SK Corporation, Sktelecom, SK Global, SK Chemical, SK Line y SK E&C. En el año 2006 SK Corporation contaba con activos totales por US\$ 21 mil millones. SK Corporation

41 Proyecto de construcción de la Planta Perú LNG

participa aproximadamente del 35% del mercado de derivados del petróleo en Corea del Sur. Esta subsidiaria forma parte del consorcio del proyecto Camisea con el 17.6% del accionariado y a su vez participa con el 11.2% del accionariado de Transportadora de Gas del Perú.

2.6. Suez Tractebel S.A.

Suez Tractebel S.A. forma parte del Grupo GDF Suez, conglomerado internacional inmerso en la industria de energía, agua y servicios públicos. El conglomerado realiza sus actividades en toda la cadena de producción de energía. En la actualidad, es el quinto productor de electricidad en Europa, el primer comprador de gas natural y GNL en Europa, el primer importador de GNL en los Estados Unidos, y primer proveedor de servicios de energía en ciudades y empresas de Europa.

GDF Suez a través de su empresa delegada Suez Tractebel S.A. entró como accionista de TGP en el año 2002 con el 8.1% del accionariado⁴².

2.7. Graña y Montero S.A.

El Grupo Graña y Montero fue creado el 22 de junio de 1933 con el nombre de Gramonvel S.A. Ingenieros, como una empresa constructora. En el año 1949 se fusionó con la empresa norteamericana Morris y Montero, cambiando de denominación social a Graña Montero S.A. A partir de 1990, el Grupo empresarial ha venido buscando acrecentar sus actividades y abarcar otras áreas conexas a su rubro primigenio. Las áreas a las cuales ha abarcado son: concesiones de carreteras, servicios petroleros, concesiones de exploración, explotación y transportación de hidrocarburos, y servicios de "outsourcing" tecnológicos."

En la actualidad, el Grupo Graña y Montero está conformada por quince empresas agrupadas en cinco áreas operativas. La empresa holding del GGM es Graña y Montero (G&M), que a su vez tiene siete subsidiarias: GyM (empresa que dio origen al grupo, dedicada a los negocios de construcción civil). La empresa holding del grupo es el principal grupo de servicios de ingeniería, construcción e infraestructura del Perú. Graña y Montero Petrolera fue creada en 1984 con la finalidad de brindar servicios a la industria del gas y del petróleo. En principio, sus actividades se limitaron a dar servicios de mantenimiento a campos petroleros y servicios de perforación de pozos. Al presente, el Grupo

42 Dirección General Hidrocarburos del MEM / Memorias de las empresas.

Graña y Montero realiza operaciones propias de exploración y producción de hidrocarburos, y esta actividad la ha extendido a las regiones más importantes del Perú.

En la actualidad, el Grupo Graña y Montero a través de su empresa vinculada, Graña y Montero S.A, participa con el 1.2% del accionariado de Transportadora de Gas del Perú⁴³

43 Dirección General Hidrocarburos del MEM / Memorias de las empresas.

Capítulo Tercero

Incidentes y Percances del Sistema de Transporte de Hidrocarburos

1. Sistema de transporte de hidrocarburos

El Proyecto Camisea se ubica en el Bajo Urubamba, una zona rica en diversidad biológica, proveedora de importantes servicios ambientales. Estudios recientes muestran que dicha zona es uno de los 25 *hot spots* o zonas calientes de diversidad biológica en el mundo, por contener una cantidad considerable de especies endémicas de plantas y vertebrados.

Por esto último, las preocupaciones del Proyecto recaían en que el hecho de transportar el gas de Camisea desde Planta Las Malvinas (Cusco) hasta la costa peruana, implicaría atravesar con los ductos alrededor de 200 Km. de selva, caracterizadas por su alto grado de sensibilidad biológica.

Sabiendo ello, el Proyecto debió concebirse bajo el concepto de "*off-shore in land*" (locaciones remotas) priorizándose el transporte aéreo y fluvial, evitándose por el contrario los ingresos terrestres y la apertura de nuevas zonas de ingreso. Lo cierto es que, si bien se reconoce las bondades del concepto antes referido, hoy la consultora Matrix Solution señala que el uso constante y excesivo de estas vías de ingreso están causando perturbaciones considerables al ambiente y además se han denunciado algunos contactos con poblaciones en aislamiento (Lucy Earle et al, 2009, 15).

En este panorama naturalmente delicado se desarrolla el componente de Transporte de Hidrocarburos el que consta de dos sistemas de transporte, uno de Gas Natural y otro de Líquidos de Gas Natural y las instalaciones que ello implica.

Ambos ductos comparten la misma ruta (*right of way*) atravesando la selva peruana hasta elevarse a una altura de 4800 metros en los andes para descender hacia la costa, lo que sin duda denota la complejidad del sistema y del Proyecto. Asimismo, los recorridos de los ductos parten desde el punto de entrega en Planta las Malvinas hasta un punto de derivación en Humay (Pisco) para luego bifurcar su recorrido, así el ducto de gas natural continúa hacia el *City Gate* en Lurín y el ducto de Líquidos de Gas Natural continúa hasta Playa Lobería (Paracas), en don-

de se encuentra la planta de fraccionamiento a cargo de Pluspetrol. En adelante pasaremos a determinar las características técnicas de cada uno de los ductos.

1.1. Descripción del ducto de gas natural

El ducto de Gas Natural tiene un recorrido de 730 Km. desde la Planta las Malvinas (punto de recepción) hasta el *City Gate* (punto de entrega) en Lurín. Este ducto está dividido en tres secciones Selva, Sierra y Costa con aproximadamente 210, 310 y 210 Km., respectivamente. Así también, el diámetro del ducto no es constante en todo su recorrido por lo que tiene 32 pulgadas en la selva, 24 pulgadas en la sierra y 18 pulgadas en la costa, finalmente.

Cuadro N° 6
Kilómetros por Sección del Ducto de Gas Natural

Secciones	Kilometraje aprox.
Sección Selva	210 Km.
Sección Sierra	310 Km.
Sección Costa	210 Km.

Fuente: Elaboración Propia

El diámetro condiciona la capacidad de transporte del ducto. De manera que en la selva con un diámetro de 32 pulgadas, el ducto de gas pueda transportar 1000 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd); en la sierra con 310 Km. y con un diámetro de 24 pulgadas tiene la capacidad de transportar 675 mmpcd y por último; en la costa con 210 Km. con un diámetro de 18 pulgadas puede transportar 315 mmpcd.

Cuadro N° 7
Pulgadas por áreas geográficas del Ducto de Gas Natural

Kilómetros	Diámetro
210 – Selva	32 Pulgadas
310 – Sierra	24 Pulgadas
210 – Costa	18 Pulgadas

Fuente: Elaboración Propia

Este último dato, es la actual cantidad de gas con que se satisface el mercado de Lima y Callao, lo cual es completamente insuficiente. Actualmente el gobierno está llevando a cabo negociaciones con el Consorcio Camisea y TGP para aumentar la capacidad de transporte y el abastecimiento del mercado nacional. En otro capítulo tocaremos en extenso lo referido al abastecimiento del Gas Natural.

Cuadro N° 8
Trayectoria del Ducto de Gas Natural

Trayectoria	Kilómetros
Sur	90 Km.
Suroeste	421 Km.
Noroeste	111 Km.
Total	

Fuente: Elaboración Propia

Asimismo, el espesor del ducto oscila entre 0.4 y 1 pulgadas en relación directa con su diámetro. Están hechos de acero de alta dureza de acuerdo al estándar 5 L del Instituto Americano del Petróleo y recubierto de una capa de polietileno. En la zona oeste de las montañas se encuentra una estación de control de presión que reduce la presión del gas a su descenso hacia la costa peruana.

1.2. Descripción del ducto de líquidos de gas natural

El ducto de líquidos de Gas Natural tiene un recorrido de 561 Km. partiendo desde Plantas las Malvinas (punto de recepción) hasta Playa Lobería Bahía de Paracas (punto de entrega). El ducto se encuentra dividido en dos tramos. Un primer tramo de 455 Km. con 14 pulgadas de diámetro y un segundo tramo con 105 Km. con 10.75 pulgadas de diámetro.

A su vez, el grosor del ducto oscila entre 0.2 a 0.5 pulgadas en relación directa con el diámetro del mismo. Es decir cuanto mayor sea el diámetro del ducto, entonces mayor será el grosor del mismo. También, a lo largo del ducto de líquidos de gas natural existe una serie de válvulas instaladas en su gran mayoría en los cruces de los ríos con la finalidad de reducir las probabilidades de una ruptura. Asimismo, algunas de estas válvulas están conectadas a un sistema de detección de filtro que permitirá cortar el suministro de líquidos de gas natural en caso

que hubiera una ruptura. Este sistema es controlado desde Lurín haciendo uso de un supervisor de control del “estado del arte” y un sistema de adquisición de información a través de un cable de fibra óptica instalado a lo largo de todo el sistema.

Asimismo, el ducto de líquidos de gas natural tiene cuatro estaciones de bombeo en las montañas que permiten subir los líquidos de gas natural hasta una altura de 4800 metros sobre el nivel del mar y tres estaciones de reducción de presión al momento del descenso de los líquidos hasta la costa peruana.

Cuadro N° 9
Kilometraje del ducto de Líquidos de Gas Natural

Tramo	Kilómetros
Primer tramo	455 Km.
Segundo tramo	105 Km.

Fuente: Elaboración propia

2. Incidentes en el Ducto de Líquidos de Gas Natural

El Proyecto de Transporte tiene dos ductos, uno que transporta gas natural y otro que transporta líquidos de gas natural. Ambos ductos, como lo hemos señalado tienen características técnicas muy distintas, sin embargo, es sólo el ducto que transporta líquidos de gas natural que ha sufrido los seis incidentes. Se ha sostenido al respecto muchas cosas, como que los ductos de líquidos, por ejemplo, no cumplen con los estándares internacionales o que simplemente se han usado ductos de “segunda mano”.

El tiempo y las distintas auditorías realizadas, se han encargado de desmentir tales afirmaciones. Sin embargo, tampoco se puede negar que algunos funcionarios de alto nivel han tenido, durante este proceso, una posición evidentemente parcializada hasta el punto de llegar a sostener que los incidentes son causa de un sabotaje. En buena cuenta, lo que se ha podido apreciar es que la información inexacta ha venido de diversos frentes. En este contexto, era necesario tener un auditoría “verdaderamente independiente” que explique las razones de los incidentes y de ser el caso atribuya responsabilidades.

En este sentido, y por presión de la opinión pública, el Estado peruano contrató a la Germanysheer Lloyd para que realice la auditoría socio ambiental de los ductos y señale claramente las causas y responsabilidades frente al alto grado de información inexacta que cundía por los medios de comunicación. Asimismo, las labores de fiscalización del OSINERGMIN se desarrollaron con evidentes visos de imparcialidad: Se han impuesto importantes sanciones por los incumplimientos de los operadores a las normas técnicas, ambientales y sociales que actualmente se encuentran impugnadas en sede judicial. Lo que se quiere resaltar es que, si bien ha habido errores en el proceso, al final lo que se ha obtenido como resultados es la realización de importantes inversiones en la mejora de la seguridad de los ductos.

Dicho esto, pasaremos a una somera descripción de la percepción de las poblaciones, para concluir en el análisis de las resoluciones del OSINERGMIN sobre los casos que ha resuelto y los principales hallazgos de la Auditoría Germanysheer Lloyd y cómo ellos se relaciona con los contratos BOOT de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural.

2.1. Primer Incidente

El primer incidente se produjo el 22 de diciembre del año 2004 en el kilómetro 8.8, distrito de Echarate, provincia de La Convención, Cusco, a nueve kilómetros de la planta Malvinas y a 900 m. del río Urubamba. Este ocasionó un derrame de hidrocarburos en dicha zona, y según el Informe de la Comisión Investigadora del Congreso⁴⁴: el volumen de líquidos de gas natural derramado fue de 723 barriles, la tierra contaminada de 300 metros cúbicos, el área afectada por trabajos de 0.4 hectáreas, el recurso hídrico afectado en la Quebrada de Quemariato y del Río Urubamba, la población impactada en el asentamiento rural de colonos Túpac Amaru y las comunidades nativas del Bajo Urubamba⁴⁵.

Según el párroco de La Convención, Francisco Panera, el incidente producido duró más de cuatro horas y afectó directamente el Río Urubamba, contaminando el agua del río, y originando la muerte de cientos de peces y decenas de familias afectadas. De acuerdo a informaciones, los primeros signos de este daño al me-

44 Comisión Investigadora del Congreso de la República encargada de la Investigación de Transporte de Gas (Gasoducto).

45 Informe Final de la Comisión Investigadora Encargada de la Investigación del Transporte de Gas (Gasoducto) del Proyecto Camisea, las causas y consecuencias de los reiterados accidentes producidos en el mismo, y la determinación de las responsabilidades políticas, administrativas y penales a que hubiere lugar, así como el estudio y evaluación de los compromisos asumidos en los contratos suscritos.

dio ambiente se avizoraron en el Bajo Urubamba en donde se constató la existencia de peces muertos, principalmente de la especie boquichico⁴⁶.

Ismael Hernández, representante de la Central de Comunidades Nativas Machiguengas (CECONAMA) refutó al Director de Hidrocarburos del MEM de aquel entonces, Ing. Gustavo Navarro, al señalar que, realmente se produjeron impactos al ambiente a consecuencia del derrame ocurrido el 22 de diciembre del 2004. Asimismo, Hernández mencionó la existencia de cientos de peces muertos en el río Urubamba, y el ocultamiento de estos peces en barriles por parte de los trabajadores de TGP con el fin de ocultar la contaminación en el río.

De la misma manera, los representantes del Centro Ganadero Agropecuario y de la Asociación Ganadera Agrícola Shintorini, ubicados próximos a la zona del incidente, contradijeron lo mencionado por los voceros del MINEM al mencionar que el derrame no duró solo siete minutos, sino duró más de cuatro horas. Al igual, manifestaron su preocupación por posibles incidentes en el ducto, pues, en ciertos tramos del mismo la tierra se encontraba cediendo y esto podría devenir en impactos socioambientales.

Por otro lado, Julio Cusuriche, dirigente de la Asociación Interétnica de Desarrollo de la Selva Peruana-AIDSESP señaló que posterior al derrame de líquidos de gas natural se ha generado un clima de inseguridad y temor en las comunidades aledañas al ducto, al ser de conocimiento que las fallas fueron técnicas y responsabilidad de la empresa, y que no cumplieron con el plan de contingencia para contrarrestar este tipo de eventualidades, como así tampoco informaron a tiempo a la población afectada.

2.2. Segundo Incidente

El segundo incidente se produjo el 29 de agosto del año 2005 en el kilómetro 222, distrito de Anco, provincia de La Mar, Ayacucho. El cual consistió en la fuga de líquidos de gas natural en el anexo de Pacobamba. La fuga fue originada por un goteo de líquidos de gas natural por micro poro, cerca del empalme de soldaduras en tramo corto de 1.20 metros de largo. El volumen derramado fue de 16.6 barriles⁴⁷.

46 Especie nativa que junto a la Carachama, tienen una participación muy importante en la dieta alimentaria del poblador amazónico, porque representan la proteína animal que consumen. Es necesario indicar que no sólo el poblador local es afectado, sino también algunos mamíferos como la nutria que se alimenta básicamente de peces.

47 Informe Final de la Comisión Investigadora Encargada de la Investigación del Transporte de Gas (Gasoducto) del Proyecto Camisea, las causas y consecuencias de los reiterados accidentes producidos

La Defensoría del Proyecto Camisea⁴⁸ visitó Pacobamba para recoger las preocupaciones e impresiones de la población y sus autoridades y averiguar las circunstancias en la que se produjo el suceso. Las impresiones recogidas fueron que, el temor es compartido en toda la población de la zona afectada, respecto a la posible contaminación de las tierras próximas a la zona del incidente, y así mismo, el del posible impacto a la actividad del pastoreo de sus animales Y más aún, la preocupación latente que se hubiera propagado como consecuencia de las lluvias que pudieron haber extendido el líquido de gas a otras zonas. Así mismo, la desconfianza de la población, por una posible deficiencia en el monitoreo por parte TGP.

Tal es así, que el Alcalde del Distrito de Anco, Celestino Marín, denunció el miércoles 28 de septiembre del año 2005, ante el Congreso de la República, que a mediados de agosto se habría producido otro incidente en la zona de Pacobamba, para lo cual los agricultores de la zona detectaron el derrame e informaron a los ingenieros de la empresa, pero estos respondieron en tono irónico que todo se encontraba controlado⁴⁹.

En contraposición, el gerente general de la empresa, Alejandro Segret, aseveró que la afirmación del Alcalde del Distrito de Anco, Celestino Marín, no tiene sustento, y argumentó que se trata de un incidente "muy pequeño", el cual consistió en una filtración de líquidos de gas natural y que luego emergió en la tierra debido a la presencia de lluvias⁵⁰.

2.3. Tercer Incidente

El tercer incidente se produjo el 16 de septiembre de 2005 en el kilómetro 200.7, distrito de Anco, provincia de La Mar, Ayacucho, a 600 metros del centro poblado de Tócate. El cual fue originado por la ruptura del ducto por efectos del movimiento del terreno de la zona. El incidente consistió en el derrame de cuatro mil barriles, estimándose que la mitad se evaporó instantáneamente y el resto devino directamente en el Río Chunchubamba al frente del Apurímac. El estruendo

en el mismo, y la determinación de las responsabilidades políticas, administrativas y penales a que hubiere a que hubiere lugar, así como el estudio y evaluación de los compromisos asumidos en los contratos suscritos.

48 La Defensoría del Proyecto Camisea fue creada en el año 2002 con el objetivo de prevenir conflictos y facilitar la búsqueda de soluciones entre las poblaciones, organizaciones y entidades vinculadas con el desarrollo de actividades del Proyecto Camisea.

49 "Perú: Crece protesta contra Camisea, el gasoducto coladera", *Servindi*. Lima, 4 de octubre de 2005. Consulta: Octubre, 2009.

50 "Niegan nuevo derrame", *Perú 21*. Lima, 30 de septiembre de 2005. Consulta: Octubre, 2009.

provocado por la ruptura violenta del ducto de líquidos provocó pánico y desplazamiento del pueblo de Tócate, el traslado de 39 familias ubicadas a 600 metros del lugar del incidente⁵¹.

Al respecto, el gerente general de la compañía, Alejandro Segret mencionó que, el incidente habría sido originado por un eventual movimiento de la tierra y el cual sobrevino en el derramo de 300 metros cúbicos sobre el terreno colindante⁵².

El Alcalde del Distrito de Anco, Celestino Marín señaló que no era verdad que solo 200 pobladores habían sido evacuados, como informó Transportadora de Gas del Perú -TGP. Asimismo, mencionó que, cinco días después del incidente, llegaron los médicos para socorrer a los pobladores afectados por el derrame de líquidos de gas natural, los cuales padecían de vómitos, mareos y diarreas⁵³.

Del mismo modo, el presidente de la región, Omar Quezada, informó que, el incidente afectó a 920 personas, así como fuentes de agua y animales. Y exhortó al congreso exigir el resarcimiento e indemnizaciones correspondientes por los daños y perjuicios ocasionados a los lugareños de la zona.

La Defensoría del proyecto Camisea, visitó el 16 de diciembre de 2005 el pueblo de Tócate, y las comunidades del Río Magdalena y Anchiuay, en donde percibieron que, la actividad agrícola de estas comunidades se encontraba afectada por plagas, como consecuencia de la no fumigación que debió efectuarse en el momento en que ocurrió el incidente y que no se realizó por efecto del derrame. Algunas de las preocupaciones por parte de los pobladores afectados, se debían a malestares físicos, dolor de cabeza, dificultad de respiración, etc. Otra de las preocupaciones consistía en el tema de la indemnización, el cual es un derecho legítimo como consecuencia del perjuicio que pudieron haber sufrido por la afectación de sus predios y de su trabajo.

51 Informe Final de la Comisión Investigadora Encargada de la Investigación del Transporte de Gas (Gasoducto) del Proyecto Camisea, las causas y consecuencias de los reiterados accidentes producidos en el mismo, y la determinación de las responsabilidades políticas, administrativas y penales a que hubiere a que hubiere lugar, así como el estudio y evaluación de los compromisos asumidos en los contratos suscritos.

52 "Ayacucho. Evacuan a 200 pobladores por derrame de gas", *Perú 21*. Lima, 17 de septiembre de 2005. Consulta: Octubre, 2009.

53 "Habría otro incidente en ducto de Camisea", *Perú 21*. Lima, 29 de septiembre de 2005. Consulta: Octubre, 2009.

2.4. Cuarto Incidente

El cuarto incidente se produjo el 24 de noviembre de 2005 en un paso de río en la zona de Vilcabamba, Cusco. El cual consistió en el derramamiento de 4630 barriles de gas natural líquido, de los cuales el 50% se evaporó y el resto afectó el agua de la Quebrada Paratori, afluente del Río Pichi y afluente del Río Urubamba. El monitoreo de las aguas determinó concentraciones de hidrocarburos en el recurso hídrico, y asimismo, se determinó que éstas recuperarían su calidad habitual, y que, durante ese lapso Transportadora de Gas del Perú-TGP suministraría alimentos a las comunidades afectadas⁵⁴.

2.5. Quinto Incidente

El quinto incidente se produjo el 4 de marzo de 2006, en el kilómetro 126, El Abra de Quepashiato, distrito de Echarate, provincia de la Convención, Cusco. El incidente consistió en una nueva ruptura del ducto que transporta líquidos de gas natural. El líquido estimado vertido es de aproximadamente 4700 barriles. Junto con la falla se produjo fuego en el punto de la ruptura, consumiéndose el líquido de gas natural derramado, y originando un cráter de alrededor seis metros de diámetro. El incendio originado por el incidente afectó la salud de personas con quemaduras de primer y segundo grado⁵⁵ y en la evacuación de 40 personas; del mismo modo, afectó a casas, cultivos y animales. Además, causó un impacto psicológico en la población de Pashiato y comunidades aledañas⁵⁶. El saldo del siniestro fue 140 mil metros cuadrados de tierras y cultivos dañados, según las primeras conjeturas realizadas por la policía de la zona y el gobierno regional.

Es así, que el dirigente nativo Alcides Wisconti mencionó que los nativos viven en zozobra a consecuencia de los incidentes en el ducto de Transportadora de Gas del Perú. Y que muchos de los nativos no pueden dormir por el temor que en cualquier momento podrían morir a causa de un incendio, lo cual ha llevado a muchos de los pobladores desplazarse desde Shimaá hacia otra zona de Kepashiato para sentirse a salvo. Para el representante de la Dirección Regional de Salud Cusco, Ermitaño Caller, calificó el suceso ocurrido de un desastre ecológico.

54 Informe Final de la Comisión Investigadora Encargada de la Investigación del Transporte de Gas (Gasoducto) del Proyecto Camisea.

55 Felipe Ticona, Nancy Rosalvina Ticona y los menores Carlos y Freddy Huamán Ticona, de 11 y 7 años de edad respectivamente sufrieron quemaduras de primer y segundo grado a consecuencia de la explosión. También habrían quedado heridos otros tres pobladores que laboraban en sus chacras.

56 Informe Final de la Comisión Investigadora Encargada de la Investigación del Transporte de Gas (Gasoducto) del Proyecto Camisea.

La Defensoría del Proyecto Camisea visitó, a los pocos días, la zona del incidente a fin de recoger las versiones de los pobladores, autoridades y empresas en relación al suceso. Las preocupaciones que advirtieron en el incidente fueron a dos niveles; el primero de nivel individual, donde acaeció la afectación directa a familias que perdieron sus viviendas a causa del incidente, y otro, de manera indirecta donde resultaron perjudicados los comerciantes de El Abra de Quepashiato, los cuales realizaban sus actividades comerciales en una zona próxima a donde se produjo el derrame.

El segundo nivel, es el social, donde los pobladores afectados advirtieron que a raíz del incidente producido podrían demandar al Estado peruano la atención de necesidades básicas para su desarrollo, como: salud, educación y seguridad. Otra de las preocupaciones parte de los pobladores afectados es la necesidad de una compensación económica por la pérdida de sus viviendas, pues, estas quedaron destruidas por el incendio producido a consecuencia del incidente, como también sus bienes personales y cultivos⁵⁷.

2.6. Sexto Incidente

El sexto incidente se produjo el 03 de abril de 2007 en el kilómetro 125 (a solo un Km. del quinto incidente), en el Valle de Cumpirishiato. El cual consistió en una fisura en el ducto de líquido de gas natural de 20 centímetros de largo y dos centímetros de ancho del ducto.

En su momento Transportadora de Gas del Perú comunicó que, solo se había detectado un burbujeo en una parte del ducto, y que no había implicado derrame de líquidos de gas natural, y menos impactos socioambientales.

Sin embargo, de acuerdo a la información brindada por Abel Caballero, Gerente de Recursos Naturales de la autoridad regional de aquel entonces, la población afectada es de aproximadamente 200 familias en la zona de Kepashiato. Otro integrante del grupo de trabajo en mención, el ingeniero Antonio Bueno, estimó que se vertió 4,000 barriles de líquidos de gas natural en el Valle de Cumpirishiato, volumen similar al incidente número quinto⁵⁸.

Pobladores de la comunidad Kepashiato comentaron que se encontraban informados del incidente ocurrido y mencionaron que, efectivamente se había origi-

57 Ver Informe Final de la Comisión Investigadora Encargada de la Investigación del Transporte de Gas (Gasoducto) del Proyecto Camisea.

58 "Comisión afirma que hubo derrame de gas", en *Perú 21*. Lima, 14 de marzo de 2007. Consulta: Octubre, 2009.

nado una fuga. Asimismo, señalaron que Transportadora de Gas del Perú había tendido colchones de plásticos de protección en los riachuelos⁵⁹.

3. Análisis de los percances

3.1. Rol de Osinergmin

A raíz de del segundo incidente acontecido aproximadamente a tan sólo nueve meses después del primer incidente, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN en el marco de sus funciones, a través del Oficio N° 10076 – 2005-OSINERG-GFH/CGC, solicitó a TGP coordinar la realización de una auditoría de las placas radiográficas e informes de control de calidad de la junta de soldadura fallada.

El 7 de setiembre de 2005, en el *City Gate* se llevó a cabo la Auditoria en la cual los funcionarios del OSINERGMIN en compañía del Notario Público procedieron a abrir una caja en donde se encontraron 20 copias e informes radiográficos, correspondiendo uno de ellos al área del ducto que sufrió la ruptura extendido en su momento por la Empresa INGECONTROL IPEN BRASITEST con fecha 21 de setiembre del 2003.

Las placas radiográficas fueron entregadas a la empresa A.H. Inspectweld NDT contratada por OSINERGMIN para realizar la verificación de las mismas. Al final de las verificaciones respectivas, el Informe concluyó que la junta fallada tenía un poro de 1.6 mm.

Todo pareciera que el dato proporcionado era completamente inocuo; sin embargo, su tamaño supera en 3.76% el espesor nominal de la tubería que es de 1.4 mm (el 25% del espesor de la tubería de 0.219”) tal como lo establece los estándares del Instituto Americano del Petróleo (Norma, 1999), por lo que TGP al momento de detectar un poro que no cumplía con los estándares internacionales debió proceder a su rechazo y acto seguido ordenar su reparación, sin embargo, se prefirió no hacerlo, por lo que se evidencia, aparte de fallas en el proceso constructivo, negligencia.

Un hecho de esta naturaleza incumplía claramente las normas del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos así como la Cláusula 9.1 del Contrato BOOT de

59 “Investigan sexto incidente en ducto del gas de Camisea”, en *Perú 21*. Lima, 5 de abril de 2007. Consulta: Octubre, 2009.

Concesión de Transporte de Líquidos de Gas Natural que, en términos generales, señala que el servicio de transporte de líquidos será prestado de acuerdo a las leyes aplicables, los **estándares internacionales reconocidos en las leyes aplicables**⁶⁰ y los estándares del Contrato; de manera tal de garantizar la calidad, eficiencia y continuidad del Servicio de Transporte de Líquidos.

Tal situación ameritó que OSINERGMIN abra proceso administrativo sancionador a TGP quien a pesar de los descargos, no pudo demostrar que el poro encontrado se encontraba dentro de los márgenes permitidos, por ello OSINERGMIN a través de la Resolución de Gerencia General N° 1014 – 2006 – OS/GG procedió a sancionarla con una multa de 174, 26 UIT, que representaría una suma ascendiente a S/. 592 486,00 nuevos soles según el informe legal N° 39-2006-GFH-L del OSINERGMIN.

Transportadora de Gas del Perú apeló la referida Resolución sosteniendo básicamente lo mismo: Que la porosidad detectada se encuentra dentro de los márgenes aceptables establecidos en la Norma Técnica API STANDARD 1104-Edición 19 de setiembre de 1999. Sin embargo OSINERGMIN mediante Resolución de Consejo Directivo N° 239-2006-OS/CD señala que se ha acreditado que la junta soldada no cumplía con los estándares internacionales y que TGP actuó con negligencia al no ordenar su reparación.

Lo interesante en este caso es que el OSINERGMIN jamás estableció una relación causal entre el exceso del tamaño del poro encontrado y la fuga de líquidos de gas natural. En opinión de los funcionarios del OSINERGMIN, en estos tipos de investigaciones es muy difícil determinar una relación causal. Sin embargo, lo cierto es que si no hubiese ocurrido jamás el segundo incidente, por ende jamás se hubiese procedido a sancionar a TGP por el poro que excedía la normativa técnica internacional. Fue este segundo incidente determinante para el OSINERGMIN, ya que le permitió detectar que dicha porosidad incumplía los estándares internacionales y ponía en peligro la seguridad del sistema.

Por otro lado, de la lectura de los sucesivos informes y resoluciones que se han emitido en el proceso sancionador se pudo determinar que el OSINERGMIN por sí mismo no detectó este incumplimiento, sino que lo hizo gracias a la colaboración de A.H. Inspectweld NDT y es posible que sin su colaboración no se hubiese podido determinar. Pero lo importante al final es que la evidencia se presentaba con tanta objetividad que era prácticamente imposible arremeter contra ella, por lo que TGP finalmente procedió a cancelar la multa que justamente se la había impuesto el OSINERGMIN.

60 Las negritas son nuestras.

Se ha solicitado al OSINERGMIN⁶¹ las demás resoluciones a través de las cuales se han impuesto sanciones a TGP a raíz de los seis incidentes. Sin embargo, mediante Oficio N° 991-2009-OS-GFGN/ALGN se nos comunicó que sólo nos entregarían la resolución que ha quedado consentida, la misma que hemos comentado líneas arriba. El precepto legal usado para restringir el acceso a la información es el art. 17° inc. 3 de la Ley N° 27806, Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública, el que señala que en los trámites referidos a procesos sancionadores, la exclusión al acceso a información termina en dos supuestos:

Cuadro N° 10
Extinción de causal de exclusión al acceso a la información Pública

Supuesto	Descripción
Primer Supuesto	Cuando la resolución ha quedado consentida
Segundo Supuesto	Cuando ha transcurrido más de seis meses desde que se inició el procedimiento administrativo sancionador, sin que se haya dictado resolución final.

Fuente: Elaboración propia

Por lo que podemos concluir que las demás resoluciones que han sido emitidas por el OSINERGMIN y que se basan sobre los incidentes, no han quedado consentidas ya que han sido materia de apelación en la vía judicial⁶². Por otro lado, es muy poco probable que no se haya emitido aún una resolución final sobre el tema, debido al largo plazo transcurrido entre el último incidente y la fecha de este Informe. Así no estaríamos en el supuesto que la ley establece - que una vez iniciado el procedimiento sancionador la información se entregará si es que han transcurrido seis meses desde que se inició el procedimiento - siendo la única probabilidad subsistente que todas la resoluciones excepto la que hemos comentado, han sido apeladas y en la actualidad se encuentran vistas en un procedimiento contencioso administrativo en el Poder Judicial.

Indirectamente, se ha podido constatar que el OSINERGMIN ha continuado con su labor de fiscalización y se han emitido un conjunto de sanciones no sólo durante la etapa constructiva, sino también en el marco de la etapa operativa del Proyecto de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural por ductos. (Ver los siguientes cuadros)

61 Carta N° 459-2009-DAR/IEI y Oficio N° 1509-2009-OS-OAF.

62 Se dice que una resolución ha quedado consentida cuando en última instancia de un proceso administrativo, el administrado no procede a iniciar un procedimiento judicial atacando tanto el fondo y la forma de la resolución en última instancia administrativa.

Cuadro N° 11
Multas a la Empresa Transportadora de Gas del Perú - TGP

Empresa Multada	Número de Multas y sanciones en la etapa constructiva	Nº de Multas y sanciones en la etapa operativa	TOTAL
Transportadora de Gas del Perú - TGP	18	17	35

Fuente: OSINERGMIN. Actualizado al mes de abril de 200963.
Elaboración Propia

Cuadro N° 12
Multas a la Empresa Transportadora de Gas del Perú - TGP por Etapas

Transportadora de Gas del Perú	Monto de la Multa	Monto Cancelado
Etapa Constructiva	S/. 32 087 711,00	S/. 149 450,00
Etapa Operativa	S/. 12 502 596,00	S/. 4 150 616,00
Total	S/. 44 590 307,00	S/. 4 300 066,00

Fuente: OSINERGMIN. Actualizado al mes de abril de 2009 / Elaboración propia

Durante la vida del Proyecto, a TGP se le ha impuesto 35 multas. Estas representan aproximadamente 44 millones de Nuevos Soles, de los cuales se ha pagado sólo 04 millones de Nuevos Soles. Si tenemos una mirada comparativa, OSINERGMIN ha impuesto sanciones a los distintos operadores que realizan operaciones en el Proyecto Camisea por una suma ascendiente a 52 millones de Nuevos Soles, sin embargo TGP es quien lidera dicha lista.

Cómo los incidentes ocurrieron a partir de la puesta en operación comercial durante la etapa operativa del Proyecto, de la lectura del último cuadro podemos concluir que el OSINERGMIN multó a TGP por los incidentes y demás incumplimientos por un monto que no supera los S/. 12,502,596.00. Es decir, a pesar que los incidentes ocurrieron en la etapa operativa del Proyecto, las mayores sanciones no se encuentran en esta etapa, sino contrariamente, en la constructiva. Quizás se puede sostener que esto es así debido a que la etapa constructiva tiene un mayor monto de sanción que la etapa operativa. La diferencia entre la una y la otra radica sólo en un multa según las etapas del Proyecto.

63 "Camisea" *Derecho Ambiente y Recursos Naturales DAR*. Consulta: 13 de noviembre de 2009.

Así, la etapa constructiva tiene 18 multas y la operativa 17. Sin embargo el monto entre ambas es abismal, ya que las multas en la etapa constructiva son alrededor de 32 millones de Nuevos Soles, mientras en la operativa son de 12 millones de Nuevos Soles, aproximadamente. Todo lo que nos lleva a concluir que en la etapa constructiva existió incumplimiento más grave que los propios incidentes ocurridos durante la etapa operativa.

3.2. Hallazgos de la Auditoria de la Germanisher Lloyd

Como hemos señalado, esta serie de incidentes pusieron en tela de juicio la adecuada construcción del ducto. Sin embargo, el Estado peruano decidió realizar la auditoria al Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural, no cuando ocurrió el segundo o tercer incidente, sino recién cuando ocurrió el quinto. La razón es que este incidente es el más grave, puesto que ocurrió acompañado de una explosión que dejó personas heridas. Tuvo que acontecer un hecho de esta naturaleza para que el Estado peruano realice recién una auditoria del sistema de transporte, de lo contrario, posiblemente no hubiese actuado.

A pesar de los sucesivos incidentes ocurridos a tan pocos meses de haberse realizado la puesta en operación comercial, el Estado peruano, a través del entonces, presidente del Consejo de Ministros, Pedro Pablo Kuczynski (PPK) optó por una posición evidentemente parcializada en defensa de TGP. Señalando por ejemplo, que el quinto incidente - a pesar de los heridos - era obra de un sabotaje⁶⁴, que no se debía a fallas técnicas, o problemas geológicos, sino que todo era producto de terceros que querían sabotear al Proyecto. Además, afirmaba que no había necesidad de exagerar el tema entonces, dijo: "hasta ahora se ha roto, entiendo cinco veces, y es normal para un gasoducto nuevo"⁶⁵. Así era tan normal que se rompiera el ducto, aun cuando habían transcurrido casi 18 meses desde su puesta en operación comercial. Y era muy normal para el presidente del Consejo de Ministros que un ducto nuevo se rompa cinco veces. Entonces, la consecuencia lógica de todo esto es que si un ducto nuevo se rompe cinco veces, con mayor razón se romperá cuando tenga mayor antigüedad. Por lo tanto, deberíamos de acostumbrarnos a sus constantes roturas en el futuro.

64 "Piden auditoría para Camisea, gobierno investiga", en *El Comercio*. Lima, 05 de marzo de 2006. Consulta: 07 de diciembre de 2009.

65 "Camisea está Cañón", en *Revista Caretas*. Lima, 09 de marzo de 2006. Consulta: 07 de diciembre de 2009.

Esto evidenciaba una línea divisoria muy tenue entre los roles del Estado y la empresa, mostrando un Estado portavoz de la misma empresa, en vez de un Estado fiscalizador y cumplidor de sus funciones. Por ello, no dejaron de aparecer, las denuncias de un conflicto de intereses entre TGP y PPK. Resulta que, éste último fue director de Tenaris, empresa subsidiaria de Techint y proveedora exclusiva de los tubos de Camisea, en el 2003. Kuczynski renunció recién a Tenaris cuando reasumió la cartera del Ministerio de Energía y Minas - MEF en febrero del 2004 y por último también fue asesor de Hunt Oil entre el año 2003 y 2004⁶⁶. Es evidente que estas relaciones comerciales con dos de las empresas que conforman TGP, de alguna manera ayudaba a explicar la posición de PPK frente a los ruptura de los ductos.

Por otro lado, Bill Powers de E Tech señalaba, mediante un Informe presentado al Banco Interamericano de Desarrollo BID, que la ruptura del ducto se debía a que se habían usado tuberías de "segunda mano" y soldadores no calificados en su construcción⁶⁷. Eran, sin duda, imputaciones muy graves, que no sólo ponía en tela de juicio la seriedad con que TGP estaba manejando el Proyecto, sino también la capacidad de fiscalización del Ministerio de Energía y Minas y el OSI-NERGMIN al no detectar un incumplimiento tan grave al marco legal y al mismo contrato.

Los funcionarios de TGP, como es lógico, desmintieron en todos su extremos el Informe de E-Tech señalando que el personal que trabajó en el Proyecto Camisea era un personal completamente calificado y que los ductos fueron fabricados especialmente para el Proyecto. Sin embargo, quedaba la incertidumbre entre la población ¿el ducto era nuevo o antiguo o quizás todo era simplemente un sabotaje?

Esto originó a que el Ministerio de Energía y Minas conjuntamente con el OSI-NERGMIN lleven a cabo una licitación pública internacional para que un tercero independiente se encargue de establecer las deficiencias que realmente aquejan al Sistema de Transporte por Ductos. Las empresas que calificaron para participar del Proceso fueron Aptech Engineering de Estados Unidos, Germanischer Lloyd una compañía alemana-mexicana, Moody International y Penspen Limited ambas de Inglaterra.

Las empresas que lograron superar la oferta técnica fueron Moody International y Germanisher Lloyd, sin embargo, con la apertura de los sobres en donde se señala la oferta económica, Germanisher Lloyd salió ganadora ofreciendo la menor oferta económica ascendiente a US\$ 1.800.000 aproximadamente; mientras que

66 "Camisea: El poder económico y el poder político", en *La República*. Lima, 07 de marzo de 2006.

Consulta: 07 de diciembre de 2009.

67 "Camisea está Cañón...". Consulta: 07 de diciembre de 2009.

Moody International ofreció un oferta económica ascendente a US\$ 6 millones, aproximadamente, es decir, tres veces mayor a la oferta de la Germanisher Lloyd.

Las críticas no se hicieron esperar, y se señaló que para este tipo de auditorías los estándares internacionales superan los US\$ 2 millones⁶⁸, lo que en buena cuenta era afirmar que la oferta de Moody International era la más acorde a lo que se ofrecía en el mundo por este tipo de auditorías. Sin bien la crítica era razonable, se debe tomar en cuenta que establecer como oferta mínima en el concurso, una cantidad de US\$ 2 millones generaría obviamente empates y no un ganador; ya que los postores optarían para ganar la menor oferta económica, y esta es justamente US\$ 2 millones. La consecuencia de esto es que la mayoría de postores apliquen por este monto, generando más empates que un ganador.

En este sentido, más que una crítica al concurso, debería realizarse una crítica al sistema de contrataciones en general, ya que, como se conoce, es común en la contratación estatal, adjudicar la buena pro, al que ofrezca la menor oferta económica. Sin embargo, este tema rebasa los objetivos del presente Informe.

Germanisher Lloyd entonces se encargaría de realizar la auditoría técnica a los ductos. Para ello, se consideró importante constituir una comisión supervisora de la auditoría a cargo de reconocidos profesionales y con amplia experiencia en las actividades de hidrocarburos. La comisión supervisora estaba conformada por los Ingenieros Amadeo Prado, Marco Silva, Aurelio Ochoa, Jorge Alva y Abelardo Ortiz, supervisaría la auditoría y daba de alguna manera un alto grado de independencia a la labor realizada por La Germanisher Lloyd.

La auditora finalmente entregó el Informe Final el 02 de noviembre del 2007 al Ministerio de Energía y Minas MINEM encontrándose 38 observaciones. Inicialmente la Germanisher Lloyd encontró 68 "hallazgos" o no conformidades⁶⁹, 30 de los cuales fueron levantados, quedando 38 "hallazgos" subsistentes, que según la auditora son obvias violaciones contractuales, normativas, y a especificaciones y/o códigos establecidos⁷⁰.

Los hallazgos encontrados en la auditoría se refieren básicamente al sistema de gestión de calidad, área mecánica y diseño, soldaduras, geología, geotecnia e

68 "La auditoría a ductos de Camisea solo será una revisión de papeles", en *La República*. Lima, 23 de septiembre de 2006. Consulta: 07 de diciembre de 2009.

69 Anexo III la Auditoría de la Germanisher Lloyd realizada al Sistema de Transporte por Ductos.

70 Aurelio Ochoa, Auditoría Integral de los Ductos de Camisea encargada por el Gobierno a Germanisher Lloyd, presentada durante el Foro Monitoreo Independiente en Megaproyectos en el Perú. Lecciones Aprendidas de Camisea, Cusco 16 y 17 de abril de 2009.

hidrología, corrosión y revestimiento, etc. Estos hallazgos han sido divididos en tres categorías como muestra los cuadros 13 y 14⁷¹:

Cuadro N° 13
Descripción de los Hallazgos de la Germanisher Lloyd por Categorías

Categoría	Descripción	
Categoría I	Hallazgo mayor: Acción requerida de inmediato y en un plazo no mayor a un año.	
Categoría II	Hallazgo importante: Acción requerida en un plazo no mayor de 5 años	
Categoría III	3A	Hallazgo mayor no recuperable
	3B	Hallazgo menor no recuperable

Fuente: Germanisher Lloyd

Cuadro N° 14
Principales Hallazgos

Nro. de hallazgo	Categoría	Descripción del hallazgo
Reporte de Hallazgo No: CAM/QUAL/FCA/1/011 Ref: Cap. 4.1.5.2 (b)	1	No se encontró evidencia que la Compañía TGP y Operadora de Gas del Amazonas S.A.C. (COGA) hayan establecido un Programa de Gerencia de Calidad que cubra las fases del proyecto: Operación y Mantenimiento.
Reporte de Hallazgo No: CAM/ING/AVI/2/001 Ref: Cap. 4.2.7	2	De acuerdo con la revisión documental de los planos de Trazo y Perfil, debido a la secuencia de construcción, la cual no fue simultánea, en algunos puntos se reflejan cruces entre el ducto de GN y el de LGN, por lo que esta actividad se realizó como una obra especial, requiriéndose una excavación más profunda, lo cual no se refleja en los datos asentados en dichos planos.

⁷¹ Anexo III de la Auditoría de la Germanisher Lloyd realizada al Sistema de Transporte por Ductos, 3.

Reporte de Hallazgo No: CAM/WELD/AVI/3/004 Ref: Cap. 4.2.5.10	3A	En los registros de calificación de soldadores se pudo observar que algunos de ellos fueron calificados con soldaduras de producción, además de observar que otros no presentaron registro o evidencia de haber sido calificados. Así mismo, no se refleja algún registro de recalificación, de aquellos que permanecieron realizando actividades por más de un año.
Reporte de Hallazgo No: CAM/GEO/H-L-A/3/005 Ref: Cap. 4.2.5.5.2 (b)	3A	Los trabajos preliminares de control de la erosión temporal fueron inadecuados. Durante las fases iniciales de la construcción, los informes de monitoreo de TGP identificaron numerosas fallas de importancia y en la atenuación en el área de control de erosión.
Reporte de Hallazgo No: CAM/GEO/HENG-NYMAN/1/007 Ref: Cap. 4.2.5.7.3.5 y 4.2.5.7.3.6	1	Para poder absorber grandes deformaciones (plástica) en el ducto, es necesario especificar procedimientos de soldadura y control de calidad que aseguren que la calidad de la soldadura supere a la del ducto. Sin embargo, no se hace mención alguna de la soldadura y el control de calidad de la misma en los documentos del proyecto que se proporcionaron para nuestra revisión
Reporte de Hallazgo No: CAM/COAT/POR/2/03 Ref: Cap. 4.2.5.5. (e)	2	No hay constancias de las acciones de reparación del revestimiento y mangas en el proceso de tendido de las tuberías de NG y NGL. Tampoco hay evidencias de inspecciones dieléctricas a las tuberías revestidas durante las reparaciones realizadas en el sitio.
Reporte de Hallazgo No: CAM/GEO/HENG-NYMAN/1/001 Ref: Cap. 4.8.5. (b.2)	1	Se debería haber hecho un estudio cuidadoso de todos los factores que intervinieron en la ocurrencia de las fallas mecánicas en el ducto, especialmente porque cada falla puede ser atribuida a cargas externas, o estuvieron relacionadas con ellas; movimiento de tierra en tres casos y erosión de río en el cuarto caso.

Fuente: Informe de la Consultora Germanisher Lloyd

El MINEM al respecto señaló que se solicitaría a TGP un cronograma de plazos para levantar las observaciones de la auditoría, varias de las cuales tienen que ver con profundizar los estudios de suelo y estudios sísmicos, e instalar estaciones de control de movimiento de suelos, para prevenir futuros incidentes en los

ductos⁷². Sin embargo, el MINEM hasta el momento (2009) no ha hecho público aquel cronograma ni mucho menos el cumplimiento de las observaciones que la Germanisher Lloyd establece.

En este sentido, mediante solicitud de acceso a la información pública⁷³, se le solicitó información al MINEM respecto de los avances y el estado de cumplimiento de los 38 hallazgos. Ante lo cual se nos informó lo siguiente:

Cuadro N° 15
Estado de cumplimiento de los Hallazgos de la Germanisher Lloyd

Categorías ⁶⁵	Hallazgos	Plazo máximo de subsanación	Información	Estado
Categoría 1	16	1 año	OSINERGMIN ha reportado que en 14 hallazgos TGP ha optado las acciones que corresponden. Uno de los hallazgos no se puede evaluar por no contar con información y al otro le falta implementar un instrumento (higrómetro).	Falta subsanarse 2 observaciones. El plazo se ha vencido para ello.
Categoría 2	6	5 año	No precisa nada al respecto	-
Categoría 3	16	Sin plazo, sólo recomendaciones	No precisa nada al respecto	-
Total	38			

Fuente: MINEM / Elaboración Propia⁷⁴

Según lo que nos informó el MINEM, hasta el momento existen dos hallazgos que todavía no han sido subsanados. Sobre los demás hallazgos el MINEM no ha

72 "Ducto de Camisea necesitaba mayores estudios geológicos", en *El Comercio*. Lima, 03 de noviembre de 2007. Consulta: 07 de diciembre de 2009.

73 Carta N° 574-2009-DAR/IEI. 28 de octubre de 2009.

74 El Oficio N° 2144-2009-MEM/DGH usa el término "Tipo" cuando el Informe Final de la Germanisher Lloyd en su anexo III, pág. 3 hace uso del término "Categoría". Hemos preferido en el Informe hacer uso de este último.

dado ningún tipo de detalle al respecto. De los hallazgos encontrados y estipulados en el Anexo III del Informe, se puede concluir que estos no son lo suficientemente graves para generar la caducidad de la concesión.

El MINEM en aras de la transparencia debe publicitar el estado actual de dichas observaciones de manera detallada por cada observación. La auditoría se realizó con la finalidad que TGP proceda a realizar las correcciones del caso, y es seguro que lo está haciendo. Sin embargo, el problema sigue siendo el mismo de siempre, la falta de información que no es debidamente puesta en manos de la ciudadanía, tanto por el Estado como por la empresa. Estas observaciones están encaminadas a que el sistema de transporte por ductos funcione óptimamente y así se reduzca al máximo posible cualquier riesgo para las personas, el medio ambiente y los activos del sistema de transporte de hidrocarburos de Camisea. De ahí la imperiosa necesidad que, la ciudadanía sepa que estas observaciones se han subsanado a cabalidad.

Por otro lado, la Auditoría concluye en su informe final señalando que la causa de cinco incidentes de los seis que han ocurrido se debe a peligros geológicos, geotécnicos e hidrológicos⁷⁵. El ducto ha resistido cargas extremas debido a deslizamientos de tierra, pero de acuerdo a las investigaciones las causas iniciales de los incidentes están relacionadas con daños durante la construcción y problemas de soldadura⁷⁶. Esta es una conclusión que dista mucho de lo que sostiene la auditoría de Exponent financiada por el Banco Interamericano de Desarrollo BID, ya que solamente señala que los incidentes se deben netamente a causas naturales, y no a la existencia de algún tipo de daño durante el proceso de construcción⁷⁷.

3.3. El Debido pago indebido en los contratos BOOT de transporte de Gas Natural

La categoría jurídica de pago indebido está regulada en el art. 1267 y siguientes de nuestro Código Civil. Por pago indebido se entiende como aquel error de hecho o de derecho por el cual se entrega a otro algún bien o cantidad de pago, a quién se le puede exigir la restitución de lo recibido⁷⁸.

75 Anexo III de la Auditoría de la Germanisher Lloyd realizada al Sistema de Transporte por Ductos. Pág. 37.

76 Resumen Ejecutivo de la Auditoría de la Germanisher Lloyd realizada al Sistema de Transporte por Ductos, pág. 24.

77 Integrity Analysis of Camisea Transportation System, 53.

78 Casi textualmente del artículo 1267 del Código Civil Peruano.

Un elemento fundamental en la configuración del pago indebido, como se desprende de la definición, es el error. No podemos hacer referencia al pago indebido, sin hacer referencia al error.

Como se puede apreciar, el pago indebido consiste básicamente en la atribución patrimonial realizada en base a un error encaminado a procurar una ventaja patrimonial a quién lo recibe de buena o mala fe. Quien recibe la prestación tiene la obligación de restituir y la acción dirigida a obtener la restitución se llama acción de repetición (Rescigno, 1997, 741).

Esta categoría jurídica muy conocida en el Derecho, es usada en los contratos BOOT de transporte de Gas Natural y de Líquidos de Gas Natural respectivamente.

Veamos en qué consiste la equivocación: La cláusula 5.1.6 de ambos contratos BOOTS titulada bajo el nombre de "pago indebido" señala que ningún funcionario, asesor, u trabajador de la sociedad concesionaria (TGP) ha pagado, recibido u ofrecido ni intentado pagar o recibir u ofrecer, ni intenta pagar o recibir u ofrecer en el futuro; ningún pago o comisión ilegal en relación con la concesión, el contrato y el concurso.

Como podemos observar, el contenido de esta cláusula es completamente distinto y no guarda ninguna relación ni contiene los elementos esenciales del pago indebido como lo hemos señalada líneas arriba.

Un elemento para el análisis radica en que, la cláusula, primero, se refiere al pago en diversos tiempos verbales -presente, pasado y futuro-, sin embargo, pago indebido es siempre un pago hecho en el pasado.

Por otro lado, la cláusula no sólo habla de pagar, sino también de recibir, por lo cual estaríamos ya fuera del supuesto del pago indebido, que como su mismo nombre lo dice, consiste básicamente en pagar (atribución patrimonial) y no en recibir; el que recibe, como ya lo hemos explicado, tiene sólo la obligación de restituir lo pagado y, si fuese el caso, restituir también los intereses y frutos que dicho pago haya generado. Además este pago o comisión, según lo señalado por la cláusula, debe ser ilegal. En este sentido, no hay cabida para sostener que ha existido error, porque para cometer un acto contrario a derecho, es necesario el dolo, es decir, la plena conciencia y voluntad de hacerlo, por lo cual el error está descartado.

De esta manera, esta cláusula quiere decir que, para cualquier actividad relacionada con la concesión concurso o contrato, el concesionario (TGP) no ha realizado ni realizará pago ilegal, que pudiera devenir hasta en la comisión de un delito.

Este es una prueba más que esta cláusula sólo tiene de pago indebido el nombre y lo que realmente se quiere expresar con ella es que las actividades realizadas en el marco de la concesión, el contrato y el concurso no se han realizado bajo un espectro de ilegalidad y que toda se ha dado conforme a derecho.

Otro elemento importante en el análisis es que, esta cláusula tiene un carácter meramente declarativo, pero lo que no dice es qué sucede si nos halláramos en una situación contraria. Es decir, qué sucedería si el concesionario, ha pagado ilegalmente a diversos funcionarios para hacerse de la buena pro, ¿acaso este supuesto hipotético daría lugar a que la concesión caduque?

La cláusula 5.1.6 del Contrato BOOT de Transporte no lo dice, pero por una cuestión de técnica contractual se le hace referencia en la cláusula 21.1.c.6 del contrato como un supuesto que genera la caducidad de la concesión, lo que es saludable ya que sin duda coadyuvaría en dotar de mayor transparencia y claridad a las actividades de hidrocarburos, pues daría un mensaje disuasivo a los inversionistas de manera que, si se probase que han actuado ilegalmente hasta el punto de realizarse una comisión de un delito, no podría mantenerse en pie una concesión que ha nacido de un acto completamente ilegal y contrario a las normas del ordenamiento jurídico, por ser el fruto de un árbol envenenado.

Creemos que este comentario es pertinente, ya que el sector de hidrocarburos durante el año 2008⁷⁹ ha sido materia de una serie de cuestionamientos en relación a su transparencia en las negociaciones (Caso Rómulo León), por lo cual establecer este tipo de cláusulas, daría un mensaje claro a la ciudadanía que actuaciones de esta naturaleza son rechazadas de tal manera que hasta podrían poner en peligro la propia inversión del concesionario.

79 En un conocido medio de comunicación nacional, se propaló la grabación de una conversación sostenida entre Alberto Quimper, ejecutivo de Perupetro y Rómulo León, ex ministro aprista, en donde se discutía los pagos para ayudar a Discovery Petroleum para que sea beneficiada con la buena pro.

Capítulo Cuarto

Las Servidumbres

1. Consideraciones previas

Antes de la suscripción del contrato BOOT de transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural, se encontraba vigente en el Perú el Decreto Supremo 041-99-EM, que reglamentaba el transporte de hidrocarburos por ductos, el mismo que regulaba el procedimiento para la constitución de la servidumbre, ya sea convencional o legal, en las actividades de transporte de hidrocarburos. Este reglamento sufrió una serie de modificaciones a través del Decreto Supremo N° 051-2001-EM y el Decreto Supremo 044-2003-EM respectivamente; sin embargo, en términos generales, continuó sirviendo como base legal para regular el procedimiento de constitución de servidumbres durante todo el periodo de construcción del sistema de transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural a cargo de TGP.

Hoy en día el referido reglamento de transporte de hidrocarburos por ductos, Decreto Supremo N° 041-99-EM ha sido derogado por el Decreto Supremo N° 081-2007-EM, que ahora es el actual reglamento de transporte de hidrocarburos por ductos vigente en nuestro País. Si embargo, las apreciaciones esbozadas a continuación se circunscriben al tiempo en que el Decreto Supremo N° 041-99-EM estaba vigente; ya que, fue bajo la vigencia de este último, que se constituyeron las servidumbres durante el tiempo de construcción y operación de los ductos de TGP.

La visión comparada sobre cuánto ha mejorada este último reglamento será materia de reflexión y análisis en la última parte de este apartado.

2. Las Servidumbres en las actividades de transporte

Las servidumbres, como categoría jurídica, son propias del Derecho Privado y han sido reguladas en nuestro ordenamiento jurídico a través del Título VI del Código Civil Peruano. La servidumbre propiamente dicha, es definida como, el sometimiento permanente de un predio que la sufre, predio sirviente, a favor de otro que la goza, predio dominante (Biondi, 1969, 90).

La doctrina nacional la define como el conjunto de gravámenes establecidos sobre un predio para beneficiar a otro predio lo que les da un carácter típicamente real, porque afectan a los predios y no a los propietarios de los mismos (Romaña, 1948, 90). En materia de hidrocarburos, las servidumbres implican constituir un conjunto de limitaciones sobre el predio sirviente a fin de beneficiar a la concesión a través del tendido de las tuberías o la ocupación de los terrenos que se requieran para la instalación de estaciones de bombeo, compresión entre otras.

En las actividades de transporte de hidrocarburos existen tres modalidades distintas de servidumbres reguladas en el artículo 91° del Decreto Supremo N° 041-99-EM "Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos"⁸⁰. La naturaleza de cada una de ellas responde a una finalidad distinta con la cual deben cumplir a fin de satisfacer las necesidades que requiera la concesión. Veamos:

- 1. Servidumbre de ocupación:** son aquellas necesarias para la instalación del sistema de transporte. El titular del predio sirviente puede cercar o edificar su predio siempre que ello no se efectuó en el área sobre la cual se ha constituido la servidumbre de ocupación.
- 2. Servidumbre de Paso:** son aquellas servidumbres que se constituyen con el objeto de permitir la construcción de vías de acceso.
- 3. Servidumbre de Tránsito:** son aquellas que le permiten al titular de la concesión ingresar por el predio sirviente a fin de realizar un conjunto de actividades como la custodia, la conservación y hasta la reparación del sistema de transporte.

En la cláusula 7.1.1. de los Contratos BOOT de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural se señala el deber que tiene el concesionario (TGP) de establecer las rutas de las obras comprometidas, para lo cual se establece claramente el derecho que también tiene el concesionario para solicitar la imposición de las correspondientes servidumbres⁸¹.

Por otro lado, la cláusula 7.1.2. señala que las servidumbres se establecen conforme a los procedimientos y requisitos previstos en las leyes aplicables⁸². Este

80 Cabe señalar que este reglamento se encuentra en la actualidad derogado, y ninguna de sus disposiciones son aplicables, sin embargo hacemos referencia a esta norma en virtud de que el Contrato Boot es un contrato ley, y por lo tanto le son aplicables las normas que estaban vigentes al momento de su suscripción. Actualmente el Reglamento vigente de Transporte de Hidrocarburos por Ductos es el aprobado por el Decreto Supremo 081-2007-ME.

81 La Sociedad Concesionaria deberá establecer las rutas de los ductos de las Obras Comprometidas y solicitar la imposición de las correspondientes servidumbres dentro de los doce (12) meses siguientes a la fecha de cierre.

82 La imposición de las servidumbres que, según las leyes aplicables, requiera la Sociedad Concesionaria para el cumplimiento de sus obligaciones conforme al Contrato, será gestionada por la Sociedad

extremo en particular será materia de comentario, ya que si bien el derecho a constituir las servidumbres se ha otorgado por medio de los contratos BOOT, el procedimiento por el cual se constituyen estas son, a nuestro parecer, gravosos y desventajosos a los intereses de las poblaciones locales. Veamos caso por caso.

3. El caso de servidumbre por contrato

La somera descripción que hemos hecho en el sistema de servidumbres en las actividades de transporte de hidrocarburos, servirá para abordar a continuación un análisis crítico que abarca desde el procedimiento por el cual se constituye la servidumbre hasta la poca consistencia que guarda esta figura jurídica con la cosmovisión que tienen las comunidades campesinas y nativas sobre el territorio.

Primero, debe decirse que, en el Perú las servidumbres para las actividades de transporte de hidrocarburos por ductos se constituyen sí o sí, de manera tal que el mismo artículo 92° del Decreto Supremo N° 041-99-EM señala que las servidumbres se constituyen con carácter forzoso, lo cual no hace más que afirmar que ante cualquier negativa de la población ante la constitución de las servidumbre sobre sus territorios, el Estado hará uso del ejercicio de la fuerza pública o la coacción para buscar el efecto contrario. Aseveración que se irá confirmando y consolidando con la lectura de los demás artículos que componen aquél cuerpo Legal.

Así, el artículo 98° señala que el Concesionario, en este caso TGP debe de cursar una solicitud al propietario del predio para llegar a un acuerdo, ¿y cuál es este acuerdo? tratar sobre cuánto costará la imposición de la servidumbre. Se debe notar que es un acuerdo al cual poco o nada interesa si es que el propietario desea que si sobre su predio se constituya o no una servidumbre, sino por el contrario lo cardinal en el acuerdo no es más que la determinación del precio de la servidumbre.

Y la determinación de la servidumbre es otro problema, pues el mismo artículo señala que este se realizará por acuerdo entre las partes, es decir entre TGP consorcio conformada por 5 empresas internacionales y el propietario, en muchos de los casos un comunero ¿Acaso el propietario sabrá valorar objetivamente el costo por la imposición de la servidumbre? ¿Es el propietario el que fija el monto de la indemnización o no será acaso la empresa?

Lo cierto es que, cuando suelen acabar los acuerdos, no existe problema alguno, al fin y al cabo es un acuerdo, pero los problemas vienen después cuando los pro-

Concesionaria para el cumplimiento de sus obligaciones conforme a los procedimientos y requisitos previstos en las Leyes Aplicables.

pietarios se percatan que recibieron menos dinero que a otros por una cantidad similar o menor de área del terreno. Así, por ejemplo, la comunidad de Cochas, Distrito de Anco, que tiene 10 Km. de afectación, la empresa pagó 120 mil soles por el derecho a compensación e indemnización, mientras que la comunidad de Patibamba, distrito de San Miguel, por 4 Km. recibió más de 750 mil soles⁸³.

Ello evidencia la falta de acompañamiento del Estado a los propietarios en estos procesos de negociación, que como es notorio, se encuentran en una situación asimétrica en términos de información, situación que puede muy bien revertirse con el asesoramiento del Estado. En este sentido, la participación del Ministerio de Energía y Minas, u otra institución estatal, no debe quedar relegada a un plano subsidiario cuando las partes no lleguen a un acuerdo, sino que su participación debe estar garantizada, como Estado, desde el comienzo para compensar esta evidente desigualdad en la negociación.

Sucede, además, que estos contratos a través de los cuales se constituye la servidumbre, como ley entre las partes⁸⁴, no pueden ser cuestionados fácilmente por las partes en razón al quantum acordado para la indemnización toda vez que éste es el resultado de todo un proceso de negociación⁸⁵. Entonces, el supuesto de renegociación de contrato y por tanto del monto sólo cabría cuando la empresa esté dispuesta a hacerlo.

Este acuerdo por el cual arriba el concesionario con el propietario deberá constar en un documento extendido por un notario o el juez de paz.

4. El caso de la Servidumbre por acto administrativo

En el caso que no se llegue a un acuerdo entre las partes, se da un paso siguiente que es la apertura del procedimiento administrativo a través del cual se constituye una servidumbre de tipo legal y no una de tipo voluntaria como hemos visto en el caso precedente.

El concesionario tiene expedito su derecho a constituir una servidumbre siempre que, haya transcurrido 30 días sin respuesta desde la comunicación que le cursó al propietario para llegar a un acuerdo sobre la servidumbre, o también, en caso que sea imposible conocer al propietario y se haya publicado por dos días en

83 "Negociando con Camisea", en *Revista Retablo*. Lima, abril de 2008. Consulta: 14 de julio de 2009.

84 Principio de Pacta Sunt Servanta.

85 Si habría un cuestionamiento en cuanto la manifestación de la voluntad, ya que esta puede haber sido viciada a través del dolo, la intimidación, analizar la lesión.

el Diario Oficial El Peruano o en uno de mayor circulación de la zona donde se encuentra el predio, un aviso al respecto y que pasado 10 días desde la última publicación no se haya recibido respuesta alguna.

De este modo, el concesionario puede enviar una solicitud que reúna los siguientes requisitos técnicos, y que, a continuación detallamos para que se constituya la servidumbre vía procedimiento administrativo:

Cuadro N° 16
Requisitos Técnicos para la constitución de la Servidumbre Administrativa

Requisitos	Descripción
1. Naturaleza Jurídica de la Servidumbre	Servidumbre de paso, tránsito y ocupación
2. Duración	Definida
3. Justificación	Técnica y Económica
4. Determinación del predio y propietarios afectados.	Relación de los predios afectados, señalando el nombre y domicilio de cada propietario, si fuese conocido. En el caso que no se conocido el propietario o su domicilio, el concesionario deberá adjuntar declaración jurada correspondiente.
5. Descripción del terreno y aires	Descripción de la situación y uso actual de los terrenos y aires a afectar
6. Memoria Descriptiva y Planos UTM	Memoria descriptiva y planos en coordenadas UTM de los predios sobre los cuales se solicita la constitución del derecho de servidumbre, a los que se adjuntará copia de los planos donde se ubica el área afectada de cada uno de los predios sirvientes con cuyos propietarios no exista acuerdo sobre el monto de la indemnización
7. Valorización	Las valorizaciones respectivas de las áreas afectadas por cada servidumbre a ser constituidas, emitidas por cualquiera de las entidades señaladas en el reglamento
8. Aviso de Curso Legal	Páginas completas de la publicación efectuada en el Diario Oficial El Peruano y otro diario de mayor circulación del lugar donde se encuentre ubicado el predio, solamente para el caso en que se desconozca al propietario o su domicilio.

Fuente: Reglamento de Transporte de Hidrocarburos

El art. 1° del Decreto Supremo N° 054-2001-EM modificó el artículo 101° del citado reglamento reduciendo el tiempo de 20 a 15 días para que el propietario pueda dar su absolucón sobre la solicitud que la Direccón General de Hidrocarburos (DGH) le haya trasladado con la informaci3n t3cnica sobre la constituci3n de la servidumbre sobre su predio.

Asimismo, el art. 101° del Decreto Supremo N° 041-99-EM señaala que una vez que la Direccón de Hidrocarburos haya admitido la solicitud, a trav3s de la cual la empresa solicita la constituci3n de la servidumbre legal, correr3 traslado de la misma a fin que el propietario emita su "absoluci3n"⁸⁶ dentro del plazo de 15 d3as. Sobre el particular, no se tiene claro la relevancia que pudiera tener esta absolucón sobre el procedimiento de constituci3n de la servidumbre, cuando creemos que la absolucón del propietario, haciendo una interpretaci3n sistem3tica de estos art3culos, ser3 de alg3n modo tomada en cuenta s3lo si existe alg3n cuestionamiento al monto de la indemnizaci3n.

Otros de los art3culos que consideramos lesivos a los derechos del propietario es el caso del art. 105, a trav3s del cual se sostiene que el recurso de reconsideraci3n se interpone dentro de los cinco d3as posteriores a la notificaci3n de la resoluci3n suprema.

Por cuestiones geogr3ficas, el recurso de reconsideraci3n no podr3 ser f3cilmente interpuesto, ya que los propietarios viven en muchos de los casos en zonas de dif3cil acceso por lo que le es imposible llegar a la capital para interponer el recursos de reconsideraci3n en tan solo cinco d3as, y sin embargo, no es s3lo ello, sino tambi3n el propietario necesita preparar conjuntamente con su abogado el recurso al cual le deber3n adjuntar la prueba nueva. De esta manera, la accidentada geograf3a, el poco tiempo para interponer el recurso, y adem3s la necesidad de conseguir abogado, redactar el recurso y adjuntarle la prueba nueva, siempre y cuando la consigan, hace pr3cticamente imposible que el recurso sea interpuesto, qued3ndole s3lo expedita al propietario la v3a judicial para interponer su demanda contra la constituci3n de la servidumbre en su propiedad. Asimismo, tampoco ha sido correctamente adecuada con lo que señaala la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, con respecto al recurso de reconsideraci3n que tiene un plazo para interponer mucho m3s largo de 15 d3as.

Lo 3ltimo, tambi3n es controversial, pues el mismo art3culo en su p3rrafo *in fine* señaala que, ante el Poder Judicial se podr3 discutir la resoluci3n suprema que

86 Mediante el art. 1° del Decreto Supremo N° 054-2001-EM se modific3 el art. 101° de dicho reglamento, eliminando la frase "quien deber3 exponer su opini3n dentro del plazo m3ximo de veinte (20) d3as calendario", por "El propietario deber3 absolver el traslado dentro del plazo m3ximo de quince (15) d3as calendario de notificado".

constituye la servidumbre sólo acerca del monto de la indemnización. Creemos que este artículo limita el derecho del propietario de acumular las pretensiones que sean necesarias a fin que sea resuelto su caso, sin la necesidad que el caso se vea limitado sólo al monto de la indemnización. Así, la doctrina nacional señala claramente que la servidumbre al ser una limitación a un derecho fundamental, como es el derecho de propiedad reconocido constitucionalmente, no puede ser constituida si vuelve completamente inviable el ejercicio del derecho de propiedad. Es así que, este es otro argumento por el cual se puede cuestionar la referida resolución y no solamente basándose en el monto de la indemnización. De manera que, se señala que la imposición de una servidumbre por parte de la autoridad pública es un tema delicado, pues este acto importa una limitación al derecho de propiedad (Mejorada, 2003, 19). Por ello, los reglamentos sobre la materia deberán establecer que la servidumbre sólo procede si su imposición no enerva el derecho de propiedad, es decir, no perjudica el resto del predio sirviente de tal modo que lo haga inútil o lo afecte de manera sustantiva, respecto a los fines para los cuales estaba siendo usado o estuviere destinado.

Está por demás mencionar que, los funcionarios a cargo del proceso administrativo tienen que respetar el debido procedimiento, caso contrario el propietario tiene otro argumento para cuestionar la resolución suprema en la vía judicial. Lo que en buena cuenta queremos decir es que, este artículo limita y no considera el abanico de pretensiones que pueden ser interpuestas, por lo cual consideramos que ante casos como los señalados, en donde se viole el debido procedimiento, se lesione el derecho de propiedad; el juez no puede declarar improcedente la demanda por el sólo hecho que la pretensión no estaba fundada en el monto de la indemnización.

Una de los elementos que también creemos que no han sido regulados en el reglamento, es el tiempo que debe de transcurrir desde que el concesionario envía la solicitud de constitución de la servidumbre o desde que la oposición interpuesta ha sido resuelta. Este es un aspecto que el reglamento calla y no menciona en absoluto.

Sin embargo, de la lectura de la cláusula 8.1 de los Contratos BOOT de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural se puede concluir que el tiempo otorgado es de cuatro meses desde que el concesionario presenta la solicitud o desde que se resuelve la oposición:

"Cláusula 8.1: Sin perjuicio de los establecido en la cláusula 7.1.2. y 7.1.3., así como en los Artículos 90° al 107° del Reglamento, el Concedente ante la solicitud por escrito, debidamente fundamentada de la sociedad concesionaria a las Autoridades Gubernamentales y cumpliendo las disposiciones de los artículos antes mencionados del reglamento, se obliga a imponer, dentro de un plazo máximo de cuatro (04) meses desde que dicha solicitud, las servidumbres para la ocupación de las bienes

públicos o de propiedad privada que sean necesarios para la construcción de las obras Comprometidas Iniciales, siempre que la mencionada solicitud reúna los requisitos y adjunte los documentos exigidos por las leyes aplicables, o , de existir oposición, dentro de cuatro (04) meses desde que dicha oposición sea declarada infundada de acuerdo a los procedimientos del reglamento”.

Creemos que, en aras del principio de legalidad, debe de reglamentarse el tiempo en que la autoridad debe de constituir administrativamente la servidumbre sobre el predio de los propietarios, y no dejarse el plazo del mismo ser materia de regulación en los contratos.

Creemos que los propietarios afectados por estas imposiciones de servidumbres deben de conocer con la máxima certeza el tiempo máximo de espera para que la autoridad constituya esta carga sobre sus predios. En este sentido, los propietarios no deben ser sometidos a un estado de incertidumbre, al no conocer éstos, con exactitud, las cláusulas contractuales como lo hemos señalado.

Otro de los aspectos criticables, en términos de servidumbre, es el monto de pago que debe de cancelar el concedente, es decir el Estado peruano, cuando el monto por la imposición de las servidumbres exceda los 2 millones de dólares. Es decir, la empresa concesionaria se obliga sólo a pagar por concepto de imposición de servidumbre hasta un máximo de 2 millones de dólares, y si en caso se supere esta cantidad, el exceso estará a cargo del Estado quién deberá cancelarlo, también por un monto que no supere los 2 millones de dólares. Veamos el Segundo párrafo de la cláusula 8.1:

“(…) Cuando el monto de la Sociedad Concesionaria deba pagar a los propietarios de los bienes sobre los que se impongan las servidumbres exceda la suma total de US\$ 2,000,000,00 (dos millones de dólares), el Concedente proporcionará a la Sociedad Concesionaria los fondos para pagar a los referidos propietarios por el exceso de los mencionados US\$ 2,000,000,00 (dos millones de dólares), hasta por una cantidad adicional no mayor de US\$ 2,000,000,00 (dos millones de dólares). Los pagos por las servidumbres mencionadas correspondan tanto a la Concesión como a la concesión de Transporte de Líquidos, para las Obras Comprometidas Iniciales y las obras comprometidas del sistema de Transporte de Líquidos y sólo corresponderán a la ruta de los ductos determinada conforme a las respectivas Cláusulas 7.1.1 del Contrato y del contrato de concesión de Transporte de Líquidos. El monto de los mencionados pagos contraprestaciones será determinado conforme al Reglamento. Cuando solicite al Concedente se le proporcione los fondos adicionales a los primeros US\$ 2,000,000,00 (dos millones de dólares), deberá adjuntar a su solicitud la tasación hecha por el Consejo Nacional de Tasaciones en donde acredite que los primeros US\$ 2,000,000,00 (dos

millones de dólares) pagados a los propietarios de los predios sirvientes, corresponde al menor valor entre lo efectivamente pagado y el valor de tasación realizada por el Consejo Nacional de Tasaciones. Para efectos de determinar si la Sociedad Concesionaria requiere pagar más de los primeros US\$ 2,000,000,00 (dos millones de dólares) y por tanto para determinar si tiene o no derecho a que el Concedente le proporcione los fondos para pagar el exceso de dicha suma, no será considerado en dicho cálculo el exceso sobre el valor de tasación (hecha por el Consejo Nacional de Tasaciones) que la Sociedad Concesionaria haya acordado pagar a cada propietario”.

No existe racionalidad alguna detrás de esta cláusula, pues es el privado, cómo es lógico, quien debe de asumir los costos que su actividad demande. El Estado debe de ceñirse a otorgar las garantías y el marco legal necesario para que este tipo de actividades se desarrolle de la mejor manera, sin que ello implique, por el contrario, un perjuicio a los intereses nacionales.

Pensar que el Estado deba de subsidiar esta actividad en lo que a servidumbre compete es erróneo, pues, como lo hemos señalado al comienzo bajo el esquema obligacional BOOT, es el mismo concesionario (empresa) quien debe hacerse cargo de la construcción y de la prestación del servicio de transporte, y por ende, asumir en exclusividad los gastos que esta irrogue, y no así subsidiariamente el Estado en caso que exista un exceso en el monto pagado por las servidumbres.

Y es así, que el concedente (Estado) se obliga al pago de hasta una suma de 2 millones de dólares adicionales a los 2 millones de dólares pagados por el concesionario (empresa). En caso se excediese los 4 millones dólares (2 millones del concesionario y 2 millones del concedente), el exceso a que hubiera lugar debe ser pagado por el concesionario. Veamos el último párrafo de la cláusula 8.1:

“(…) Si considerando los valores de tasaciones realizada por el Consejo Nacional de Tasaciones, el Concedente llega a proporcionar a la Sociedad Concesionaria hasta US\$ 2,000,000,00 (dos millones de dólares) y no obstante ello la Sociedad Concesionaria requiera hacer pagos adicionales a la suma total pagada, suma que ascendería en ese momento a US\$ 4,000,000,00 (US\$ 2,000,000,00 con recursos de la Sociedad Concesionaria y US\$ 2,000,000,00 con recursos del Concedente), la obtención de los fondos para dichos pagos en exceso serán de responsabilidad de la Sociedad Concesionaria”.

**Cuadro N° 17:
Pagos por Concepto de Servidumbres**

Partes	Millones de dólares pagados por las partes por concepto de servidumbre
Concesionario	Hasta 2 millones de dólares
Concedente	Hasta 2 millones de dólares, luego de haberse excedido los primeros 2 millones de dólares.
Concesionario	El exceso que supere los primeros 4 millones de dólares

Fuente: Cláusula 8.1 del Contrato BOOT de Transporte de Gas Natural/ Elaboración Propia.

**Cuadro N° 18:
Monto máximo que las partes pagarán por concepto de servidumbre**

Partes	Montos
Concesionario	2 millones de dólares más exceso ⁷⁷
Concedente	Siempre 2 millones de dólares ⁷⁸

Fuente: Cláusula 8.1 del Contrato BOOT de Transporte de Gas Natural/ Elaboración Propia

5. Inadecuadas Indemnizaciones

Una vez iniciado el procedimiento administrativo, la indemnización por la imposición de la servidumbre será determinada a través de una valorización pericial. El art. 106° del Decreto Supremo N° 041-99-EM, Reglamento de Transporte de Hidrocarburos señala que, el cuerpo técnico de tasaciones, el Consejo Nacional de Tasaciones o el colegio profesional correspondiente se harán cargo de valorizar pericialmente la indemnización del predio a gravarse.

Vemos que el artículo IVA.01 del Reglamento Nacional de Tasaciones, Resolución Ministerial N° 126-2007-VIVIENDA, no establece ningún tipo de procedimiento o reglas fijas para la valuación de la servidumbre, por lo que el perito libremente

⁸⁷ El exceso lo pagará siempre y cuando el monto por imposición por servidumbre exceda los 4 millones, caso contrario será sólo de 2 millones.

⁸⁸ Monto máximo que el concedente pagará en caso que el monto por imposición de servidumbre exceda los dos millones de dólares.

deberá hacer uso de un procedimiento técnico debidamente sustentado. Esto hace notar que, al no existir un procedimiento único con sus propios criterios y metodología se deja abierta la posibilidad a un abanico de distintas valorizaciones que se pudieran hacer sobre los mismos predios.

Asimismo, el referido artículo al finalizar señala que la valorización deberá tomar en cuenta los daños y perjuicios que la imposición de la servidumbre genere al propietario del predio. Sin embargo, el artículo 106 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos, Decreto Supremo 041-99-EM, a pesar que contempla la necesidad que las valorizaciones periciales incluyan el lucro cesante, éste no está siendo valorado de la mejor manera. Así, al consultársele al respecto a algunos funcionarios de la Dirección General de Construcción⁸⁹, sobre si las valorizaciones periciales consideran estimativamente los efectos y las limitaciones que implicaría constituir la servidumbre por tan largo periodo de tiempo, esto es, los 33 años que dura el Proyecto; se respondió que la valorización considera sólo el valor actual de la servidumbre y que es muy difícil hacer estimaciones futuras sobre el valor del predio considerando el horizonte de 33 años, por lo que se concluye que el lucro cesante no está siendo calculado de la mejor manera, y por consiguiente, la indemnización de igual manera.

La servidumbre implica una limitación a la propiedad, y es así que, en este caso el propietario deberá de soportar esta limitación por 33 años; sin embargo, la institución que se encarga de hacer la valorizaciones considera que es muy difícil e improbable valorizar la propiedad por los 33 años, ante lo cual se limita sólo a considerar el valor presente de la propiedad., lo que daría lugar a concluir que no siempre las valorizaciones de los predios consideran estimaciones del valor de la propiedad sobre la cual se constituirá la servidumbre.

6. ¿Qué tanto ha cambiado la regulación sobre servidumbres en las actividades de transporte de hidrocarburos?

El actual reglamento para las actividades de transporte por ductos, Decreto Supremo 081-2007-EM, regula de una manera más sistemática el proceso de constitución de estas, ya sea a nivel convencional o legal. Se permite, por ejemplo, la asesoría jurídica de la Defensoría del Pueblo⁹⁰ a los propietarios en todo aquello que implica la constitución de servidumbres. Habíamos dicho que bajo el derogado reglamento, era muy difícil para los propietarios de estas zonas alejadas con-

89 Entrevista del Equipo de Dar con funcionarios de la Dirección General de Construcción.

90 Art. 105° del Decreto Supremo 081-2007-EM, Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por ductos.

tratar a un abogado y realizar los trámites y procedimientos que ello implica por lo apretado de los tiempos y la geografía difícil de nuestro territorio. Ahora, sería interesante conocer a mayor detalle cual es el papel que ha jugado la Defensoría del Pueblo y la efectividad de sus acciones frente al proyecto de exportación Perú LNG y los conflictos socioambientales que han generado en la zona sierra y costa de nuestro país.

Sin embargo, hemos encontrado dos elementos que, de alguna manera impiden que los propietarios puedan ejercer efectivamente frente al Estado su derecho de defensa. Así, se señala que sólo cabe interponer el recurso de reconsideración ante la resolución suprema que constituye la servidumbre⁹¹. Se conoce que el recurso de reconsideración tiene un rol accesorio, y que por lo tanto los administrados pueden hacer uso de otros tipos de recursos como el de apelación y, excepcionalmente, el recurso de revisión. Sin embargo, el actual reglamento niega el uso de estos últimos recursos, y sólo admite la interposición de un recurso de reconsideración. En donde principalmente se evalúa la prueba aportada, y no de igual manera los argumentos de hecho o de derecho que el administrado pueda esgrimir, como sucede, por ejemplo, en el recurso de apelación.

Por otro lado, el nuevo reglamento señala que sólo procede la acción contenciosa administrativa cuando el propietario discuta el monto de la indemnización y/o de la compensación. En este sentido, el reglamento es de alguna manera limitado, al no permitir que los propietarios puedan interponer demandas contra la administración, en caso, por ejemplo, no se haya cumplido con los requerimientos que exige el debido procedimiento, y se ha preferido por el contrario, sí su procedencia en casos que solo se discuta el monto de la indemnización y/o compensación, cuando es jurídicamente posible que la acción contenciosa administrativa proceda en muchos más casos y no sólo en aquél que señala el reglamento respecto a servidumbres; como bien lo señala el artículo 4 de la Ley N°27584, Ley que regula el Proceso Contencioso Administrativo⁹².

91 Art. 108° del Decreto Supremo 081-2007-EM, Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por ductos.

92 Según el art. 4° de la Ley N° 27584, Ley del Proceso Contencioso Administrativo, Son impugnables en este proceso las siguientes actuaciones administrativas:

1. Los actos administrativos y cualquier otra declaración administrativa.
2. El silencio administrativo, la inercia y cualquier otra omisión de la administración pública.
3. La actuación material que no se sustenta en acto administrativo.
4. La actuación material de ejecución de actos administrativos que transgrede principios o normas del ordenamiento jurídico.
5. Las actuaciones u omisiones de la administración pública respecto de la validez, eficacia, ejecución o interpretación de los contratos de la administración pública, con excepción de los casos en que es obligatorio o se decida, conforme a ley, someter a conciliación o arbitraje la controversia.
6. Las actuaciones administrativas sobre el personal dependiente al servicio de la administración pública.

En conclusión, si bien se ha sistematizado y organizado mejor el procedimiento para la constitución de servidumbres y se han llenado algunos vacíos que contenía el reglamento anterior, todavía persisten algunas deficiencias como las mostradas que no permiten que los administrados puedan ejercer su derecho de defensa y de contradicción de la manera más efectiva.

Capítulo Quinto

Garantías Bancarias y Garantía de Red Principal GRP

1. El Problema de las Garantías Bancarias

La razón de ser de las garantías en los contratos en general y en los Contratos BOOT de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural en particular es el de asegurar, además de la formalización del contrato, el cumplimiento de las obligaciones contenidas en los mismos.

Es cierto que el establecimiento de garantías no es óbice para que algunas de las partes incumplan las obligaciones establecidas en los contratos, pero en caso que suceda ello la otra parte sabrá muy bien que su contraparte tiene expedito su derecho de ejecutar la garantía.

Las Garantías en los Contratos BOOT de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural son de dos tipos: Garantía de Fiel Cumplimiento y Garantía de Fiel Cumplimiento Complementaria.

1.1. La Garantía de Fiel Cumplimiento

La garantía de fiel cumplimiento tiene como función la de garantizar las obligaciones comprendidas en los contratos entre la fecha de cierre y la fecha de puesta en operación comercial. La fecha de cierre es aquella en que se ha reunido y cumplido con todos los requisitos formales como son: la entrega del testimonio de escritura pública de constitución social y estatuto de la sociedad concesionaria, la entrega de la resolución por la cual se otorga la concesión, la entrega de los ejemplares de los contratos, entre otras. Además, a partir de dicha fecha de cierre se computa la entrada en vigencia del contrato⁹³.

Por otro lado, la puesta en operación comercial es la fecha en la cual la sociedad concesionaria - TGP está en la capacidad de prestar el servicio de transporte de

93 Cláusula 6.4 del Contrato BOOT de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural.

gas. Por lo tanto, durante este periodo de tiempo que oscila entre la fecha de cierre y la puesta en operación comercial, TGP está obligada a ofrecer una garantía bancaria (garantía de fiel cumplimiento) a favor del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) con la finalidad de asegurar el cumplimiento de las obligaciones que deben ejecutarse durante el periodo de tiempo antes señalado.

Esta garantía de fiel cumplimiento se estipuló en el numeral 8.4. de las Bases del Concurso Internacional para otorgar la concesión de transporte y distribución por un monto de 300 millones de dólares. Sin embargo, mediante la circular N° T & D - 16 se redujo arbitrariamente dicho monto hasta 92 millones de dólares, monto que por último se estableció en la cláusula 9.11.1 del Contrato BOOT de Transporte de Gas Natural.

Si bien es cierto que, el establecimiento de las garantías es una potestad que le asiste al Estado, ella, sin duda debe de responder a criterios claros para su objetiva determinación. Así, la mejor doctrina administrativa señala que las Garantías deben de fijarse en función del presupuesto del contrato, entendiéndose por tal el establecido por la administración como base de la licitación (Parada, 2004, 303).

Asimismo, debe de dejarse en claro que no se discute el hecho que la garantía de fiel cumplimiento sea muy elevada o muy reducida, sino por el contrario que ella deba ser establecida objetivamente y no de una forma arbitraria como ha sido realizado, y la razón es que, no se vio una racionalidad que justifique la tan profunda variación.

Además, la Garantía de Fiel Cumplimiento debe contener un monto razonable de manera que disuada al contratista a cumplir con sus obligaciones previamente pactadas en el contrato para así evitar que le resulte más eficiente o beneficioso al contratista incumplir algunas obligaciones que cumplirlas.

De la lectura de las circulares, se desprende además que, en un primer momento el monto de 300 millones de dólares de la garantía de fiel cumplimiento no fue cuestionado por los postores; sin embargo, el Comité Especial Proyecto de Camisea – CECAM optó al parecer unilateralmente ver por conveniente a través de la Circular N° T & D – 16 reducir el monto de la garantía de fiel cumplimiento hasta 92 millones.

Sin embargo, a pesar de haberse hecho tal modificación, los postores siguieron adelante cuestionando el excesivo monto de 300 millones de dólares por concepto de garantía de fiel Cumplimiento, lo que demuestra una falta de conocimiento de cómo se iba desarrollando el proceso de negociación como se colige de la circular N° T & D - 100.

Ha habido, sin embargo, posiciones extremas sobre la garantía de fiel cumplimiento señalándose la anulación por completo de la garantía sin haberse expresado razón técnica, jurídica o económica que la sustente. Así, mediante la circular T & D - 143, el postor aduce como único argumento que una garantía tal y como ha sido establecida tendría efectos graves sobre el proceso, al no permitir que un mayor número de postores participen en el concurso.

El argumento antes esbozado es paradigmático y muy poco razonable desde punto de vista del postor, pues, como es obvio, no hay nada mejor para cualquier postor que en un concurso de esta naturaleza exista el menor número posible de concursantes y, mejor aún, si existe sólo uno para, al fin y al cabo, él sólo hacerse el adjudicatario de la buena pro.

Otro aspecto a resaltar sobre esta circular es que no se deja en claro a cual monto de la garantía de fiel cumplimiento se hace referencia, si es respecto al de 300 o a la de 92 millones de dólares. Suponemos que al haberse ya dado dos circulares previas, la N° 16 y 100, referidas al monto de la garantía de fiel cumplimiento; por lo tanto esta última circular N° 143, discute no ya el monto de 300 millones dólares, sino el monto modificado de 92 millones que le parece aún muy excesiva por lo que reclama su anulación.

1.2. La Garantía de Fiel Cumplimiento Complementaria

La garantía de fiel cumplimiento complementaria en el contrato BOOT de Transporte de Gas Natural busca garantizar el cumplimiento de las obligaciones a partir de la puesta en operación comercial hasta que acabe el plazo del contrato o en caso patológico exista la vacuidad o resolución del mismo.

Las Bases del Concurso Internacional establecieron, a través de la circular T & D - 46, 3 millones de dólares como monto de la garantía de fiel cumplimiento complementaria. Esta garantía, como bien lo señala la anterior circular, se conforma de dos aportes: uno del distribuidor y otra de la sociedad concesionaria encargada del transporte de gas y líquidos de gas natural. Cada una de ellas tiene que dar un aporte de un millón y 2 millones, respectivamente.

En este sentido, se entiende el porqué la Cláusula 9.11.3 del Contrato BOOT de Concesión Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural señala que, se emitirá una garantía de fiel cumplimiento por 2 millones de dólares, cuando en realidad se sostiene que es de 3 millones de dólares, sin embargo, lo que sucede es que el millón de dólares faltante deberá ser entregado por el distribuidor. Si-

tuación que no es señalada en los contratos materia de análisis, por lo que es necesario para una mayor comprensión integrarlo con el contrato de distribución.

Como podemos apreciar la garantía de fiel cumplimiento complementaria se ha mantenido invariable y se la ha estipulado en los Contratos BOOT de Concesión de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural tal como estaba señalada en la Circular T & D - 46 debiendo el contratista (TGP) entregar 2 millones por dicho, a favor del Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

Debemos notar que, esta garantía establecida desde la puesta en operación comercial (agosto del 2004), está encaminada a garantizar el cumplimiento de la obligación más importante y la razón de ser de la concesión como es la de prestar el servicio de transporte de gas natural y líquidos de gas natural, sin la cual no podría realizarse la generación eléctrica, ni aprovisionar de gas al parque automotor de Lima y Callao, ni muchos menos abastecer con gas al sector industrial.

A pesar de ello, la garantía otorgada es de sólo 3 millones de dólares cuando la práctica sugiere que las garantías complementarias sean mucho mayores a las otorgadas previamente, y su razón reside justamente en la importancia que tiene obligación de garantizar un aspecto neurálgico para el Proyecto Camisea, como es el aprovisionamiento de Gas y Líquidos de Gas Natural.

Al igual que la garantía de fiel cumplimiento, de la lectura de las Bases del Concurso Internacional y circulares no se observa una racionalidad en la determinación de dicho monto que, aun persiste en ser arbitrario y por consiguiente no responde a criterios objetivos claros de determinación y cálculo.

1.3. Penalidades y Garantía ¿Quién Pierde?

La sociedad concesionaria (TGP) deberá de entregar al concedente (MINEM) dentro de seis meses a partir de la fecha de cierre un cronograma detallando las actividades de construcción de las obras comprometidas. El cronograma deberá de contener, además de la memoria descriptiva, los hitos de avance en la ruta crítica.

Es ahí donde entra a tallar las penalidades, pues el atraso en el cumplimiento de cada hito dará lugar al pago de una penalidad de 100 mil dólares por cada día de atraso. Sin embargo, la Cláusula 3.2.2. b) señala que el pago de las penalidades será exigida siempre y cuando no se cumpla con la puesta en operación comercial en la fecha prevista. Es decir, el concesionario podrá muy bien atrasarse en el cumplimiento de los hitos y la penalidad que se genere no será pagada, siempre que se cumpla con la fecha prevista para la puesta en operación comercial.

El monto de las penalidades a pagarse tiene un límite de 9 millones el cual no podrá ser mayor a este monto, lo que implica un atraso máximo de 90 días. En caso que hubiere un atraso mayor a los 90 días, se le computará igual como 90 días y por consiguiente el pago de 9 millones. Cada vez que exista un atraso, el concesionario dará cuenta de ello al concedente (MINEM) debiendo aumentar la garantía de fiel cumplimiento por un valor equivalente a la penalidad generada.

El incumplimiento en los hitos dará lugar al pago de una penalidad correspondiente a 100 mil dólares por cada día. El pago será exigible siempre que no cumpla con la puesta en operación comercial el día indicado. El monto máximo que se pagará en penalidades es de 9 millones, es decir, un máximo de 90 días.

Sin embargo, se observa que en caso que TGP pague las penalidades y garantías como consecuencia del incumplimiento del contrato, el Consorcio Camisea (productor) recibirá el 83.34%⁹⁴ del pago, es decir, el Estado peruano sólo cobrará en caso que TGP incumpla el 16.66% de penalidades y garantías, por lo que, al fin y al cabo, el Estado peruano y la sociedad en general, además de verse perjudicados por el incumplimiento de TGP, se verán mucho más perjudicados económicamente, ya que la mejor parte se la lleva el Consorcio Camisea.

Si bien el Consorcio Camisea de alguna manera se perjudica cuando TGP incumple, al retrasar la puesta en operación comercial o al afectar la venta de hidrocarburos, es lógico que deba ser compensada, pero no en el orden de 83.34%, porque ello significaría que en caso que TGP incumpla, sería el Consorcio Camisea el que pierde más y no de igual manera los millones de peruanos que se benefician con el gas natural, por lo que no es razonable el establecimiento de un porcentaje de esta naturaleza, pues se resarce en mayor magnitud la afectación de un interés privado y no en igual manera, sino en mucho menor grado un interés público.

Más aún, cuando prácticamente es el mismo grupo empresarial que participan tanto del Consorcio Camisea como de TGP, lo que implica que serían ellos mismos los que se estarían debiendo y pagando a la vez, por lo que del 100% de lo que tienen que pagar, estarían pagando en realidad sólo el 16.66%, porque el otro 83.34% se paga al Consorcio Camisea. En resumidas cuentas, se estarían pagando a sí mismo, al conformar el mismo grupo empresarial, por lo que en buena parte, pagarse a sí mismo, no es pagar a nadie.

94 Cláusula 9.18 del Contrato BOOT de Transporte de Gas Natural por Ductos

2. Garantía por Red Principal

2.1. La Filosofía de la Garantía por Red Principal (GRP)

Frente a muchos intentos fallidos, el Estado peruano decidió por fin realizar el concurso internacional a miras de explotar los yacimientos encontrados en Camisea (Lote 88) así como también otorgar la concesión de Transporte de Gas, Líquidos y Distribución de Gas a Lima y Callao.

Sin embargo, existían limitantes de orden económico que hacían inviable el proyecto como la inexistencia de un mercado de gas natural y consecuentemente la falta de una demanda por el mismo. Dada así las cosas, no era viable llevar adelante un proyecto tan costoso y a la vez tan complejo que transporte el gas natural hacia un mercado prácticamente inexistente.

Por tal razón, no se vio mejor cosa que introducir mediante la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, Ley N° 27133, la Garantía por Red Principal (GRP) como un medio de garantizar los ingresos anuales que retribuyan adecuadamente el costo de servicio de gas natural de modo que, con ella se asuma lo que no es asumido por el mercado.

Así, el Decreto Supremo N° 057-99-EM otorgaba la garantía al proyecto de red principal del sistema de transporte y distribución a quién ganase el concurso público internacional llevado a cabo por el Comité Especial del Proyecto Camisea.

En este sentido, se estableció que este criterio de la Garantía por Red Principal sería un beneficio que se otorgaría al ganador del concurso, y en efecto lo fue; por lo que el Contrato BOOT de Transporte de Gas Natural recogió en su cláusula 14.7 la Garantía por Red Principal como un beneficio que, en términos sencillos se podría definir como una retribución de los usuarios eléctricos a TGP por el espacio de la tubería que aún no se utiliza, y que se dejará de pagar en la medida que se use el 100% de capacidad del ducto⁹⁵.

A decir de los expertos⁹⁶, la Garantía por Red Principal no ha tenido parangón en otras partes del mundo, pues los proyectos de transporte de gas natural se

95 "Licitación Nuevo Gasoducto si demanda de gas sigue creciendo", en *Portal Minero*. Lima, 24 de julio de 2008. Consulta: 23 de setiembre de 2009.

96 Ing. César Butrón, Presidente del COES. Entrevista sostenida con el equipo de DAR el 11 de setiembre de 2009.

realizan en función de una demanda cierta y un requerimiento del mismo mercado, situación que, como ya lo hemos mencionado, no existía en el Perú. Es así que, sin decir lo menos es una fórmula paradigmática en nuestro país, al permitir incentivar la realización de proyecto, sin que el concesionario pudiera soportar algún tipo de pérdida frente a la situación de encontrarse ante un inexistente mercado de gas natural.

Así también, el art. 5 del mismo Decreto Supremo N° 057-99-EM señalaba que, la referida Garantía por Red Principal se comenzaría a cobrar a partir de la puesta en operación comercial, es decir, a partir del 20 de agosto del 2004, fecha en la cual TGP inició el transporte de gas natural y de líquidos de gas Natural desde Camisea hasta el *City Gate* (Lurín) y la planta de fraccionamiento (Pisco), respectivamente.

La razón de comenzar a cobrar la Garantía por Red Principal a partir de la puesta en operación comercial radica en el hecho que, ésta última suplía económicamente aquella parte del ducto que no era usada por los usuarios, lo cual ocurriría a partir de la puesta en operación comercial, y como es lógico jamás antes de ello.

Hasta aquí, la Garantía por Red Principal se esbozaba como un criterio inteligente del cual todos ganaban, por una parte el Contratista (TGP) no asumía costo alguno por aquella parte del ducto que no se usaba y recuperaba así el costo del servicio, se incentivaba la creación de un mercado del gas natural y los consumidores con sus pagos, a través de sus recibos de luz, estaban contribuyendo a su propio beneficio, ya que al aumentar la demanda pagarían cada vez menos por GRP y a la par pagarían menos en sus tarifas eléctricas.

En este sentido, podríamos resumir los motivos que impulsaron la creación de la Garantía por Red Principal en los siguientes puntos:

1. La inexistencia de un mercado del gas natural;
2. La necesidad de pagar por aquella parte del ducto que no se usaba a causa de una reducida demanda.

2.2. De Garantía a instrumento de financiación

En el año 2002 se publica el Decreto Supremo 042-2002-EM, a través del cual se permite iniciar la recaudación por concepto de garantía por red principal a partir del primero de noviembre del 2002, casi dos años antes de la puesta de operación comercial por lo que se tuvo que derogar el Decreto Supremo 057-99-EM que establecía lo contrario en el entendido que debería de comenzarse a cobrar a partir de la puesta en operación comercial.

El significado de este decreto es de rotunda importancia, pues la Garantía por Red Principal ya no era sólo una forma de pagar aquella parte del ducto que no se usaba por una reducida demanda contabilizada a partir de la puesta en operación comercial, sino que devino también en un verdadero instrumento de financiamiento del proyecto pagadero por todos los peruanos a través de sus recibos de luz.

Se cobraba, entonces, la Garantía por Red Principal cuando ni el concesionario (TGP) estaba prestando el servicio de transporte de Gas. Algunos expertos del medio, hicieron sentir sus voces de rechazo ante tal medida que hacía asumir al ciudadano de pie parte del costo de la inversión que no asumía el Concesionario (TGP).

La medida era tan paradójica, que permitía que los usuarios asuman parte de una inversión que supuestamente era inversión privada y por lo cual una inversión que debería ser asumida por TGP, por lo menos conceptualmente, pero lo que se hizo es forzar una situación previsible, a costa del bolsillo de los consumidores que en la práctica son sin serlo, "*socios capitalistas*" de la empresa Transportadora del Gas y seguirán pagando sin recibir el beneficio del servicio (es decir, el gas), para que el otro socio inversionista recupere su inversión⁹⁷.

Es tan cierto que la Garantía por Red Principal es un medio para financiar el proyecto que se enmarca dentro del *Project Finance*⁹⁸; un innovador mecanismo de financiación que permite al promotor de un proyecto, público o privado, llevarlo a cabo obteniendo la financiación de la inversión sin contar, por otros medios propios o ajenos, con la capacidad financiera necesaria⁹⁹. Así, la aplicación en el Perú del PF viene siendo favorecida por el proceso de concesiones en los sectores de hidrocarburos, transporte aéreo y terrestre. Siendo un ejemplo el caso de la empresa Transportadora de Gas del Perú-TGP con una inversión de US\$ 860 millones financiada por deuda senior garantizada por US\$ 475 millones, deuda subordinada de US\$ 87 millones adquirida por accionistas, aportes de capital US\$ 208 millones y adelanto de la Garantía de Red Principal por US\$ 90 millones¹⁰⁰.

Esta medida fue beneficiosa para Transportadora del Gas del Perú-TGP ya que le permitió un adelanto del orden US\$ 89.7 millones antes de la puesta en operación comercial, es decir, recibió tal cantidad de dinero, sin haber prestado el

97 "Camisea: la garantía que se pagó por adelantado y ...", *Voltairenet*, Lima, 10 de mayo de 2005. Consulta: 24 de setiembre de 2009.

98 Marsán Álvarez, Robert y Trepal Felip, Montserrat, "*Project Finance*" *Un nuevo mecanismo de financiación de inversiones o una aproximación del sistema financiero al concepto de riesgo y de empresa en los sectores no financieros*. Lima. Consulta: 24 de setiembre de 2009.

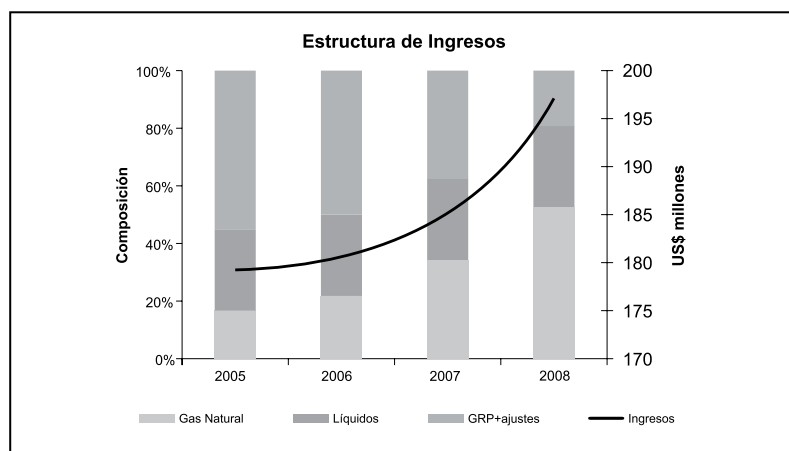
99 El subrayado es nuestro.

100 "Camisea: la garantía que se pagó por adelantado y ...", en *Voltairenet*. Lima, 10 de mayo de 2005. Consulta: 24 de setiembre de 2009.

servicio de transporte de gas natural lo que le permitió utilizar dicho dinero para invertirlo en la etapa de construcción.

Además de ser la Garantía por Red Principal un mecanismo para financiar el Proyecto, es también un medio de importantes ingresos para TGP. Así, las estadísticas enseñan que al 31 de diciembre de 2008 los ingresos por Garantía de Red Principal representaron el 23.4% del total de ingresos que recibió TGP ese mismo año.

Estructura de Ingresos TGP



Fuente: Transportadora de Gas del Perú.

2.3. Desvirtuando la Garantía por Red Principal

Según información recibida, la Garantía por Red Principal se dejaría de pagar durante el año 2009, ya que actualmente la totalidad del gas que se transporta es asumida por la demanda por lo que no tiene sentido ya seguirla cobrando, pues como se mencionó, la GRP iría decreciendo a medida que vaya aumentando la demanda interna hasta su desaparición. Sin embargo, a raíz de la creciente demanda de gas que se ha experimentado en los últimos meses, la cantidad que se transporta es por sí insuficiente por lo que se ha visto necesario conjuntamente con el Ministerio de Energía y Minas y Transportadora de Gas de Perú-TGP iniciar los trabajos necesarios a fin de ampliar la capacidad de transporte del ducto. Ante lo cual el ex Ministro de Energía y Minas, Juan Valdivia¹⁰¹ señaló que como la ampliación y construcción sería muy cara debería de seguirse cobrando la GRP.

101 "Gobierno descarta renegociar contrato de gas con TGP", ver *La República*. Lima, 25 de agosto de

Esta es una opinión muy discutible, ya que en base a consultas con expertos¹⁰² y conocidos de la materia, la Garantía por Red Principal sólo tiene sentido en un escenario en el cual no exista un mercado del gas o existiendo éste, la demanda es muy reducida en relación con la capacidad de transporte del ducto. Así, cualquier ampliación a realizarse en el futuro se sustentaría en una demanda asegurada, ante lo cual ya no cabría cobrar la Garantía por Red Principal, sin embargo, el ex Ministro en su momento lo que buscaba era seguir financiado cualquier ampliación del ducto en base al aporte de los consumidores eléctricos, de manera que las razones por las cuales se creó la Garantía por Red Principal se han ido desvirtuando, pues existe un mercado de Gas Natural y la demanda es tal que ahora supera largamente a lo que se puede ofertar, pero aún así se quiere seguir cobrando la Garantía por Red Principal.

En el mismo sentido, Aurelio Ochoa especialista en el tema, ha sostenido que los usuarios no deberían financiar esta inversión, pues el contrato con TGP establecía que la empresa debería abastecer con 450 MPC. A cambio los usuarios ya pagamos US\$ 380 millones por la Garantía por Red Principal, que ya no es necesaria por la demanda garantizada¹⁰³. En la escena política, el Congresista Yonhy Lescano, en su momento presidente de la Comisión de Defensa del Consumidor del Congreso, señaló en el mismo sentido su desacuerdo con la medida, al mencionar que, el inversionista debe trabajar con sus propios recursos y no que el usuario lo subsidie¹⁰⁴. Ideas, que por supuestos, no comparte el ex ministro de Energía y Minas Juan Valdivia.

2.4. La Garantía por Red Principal como medio de financiación de futuros proyectos energéticos

Existen iniciativas que buscan usar la Garantía por Red Principal, experiencia nacida en el marco del Proyecto Camisea, en otros proyectos energéticos como los petroquímicos y como también en el expectante proyecto de transporte de gas natural hacia la macro región sur¹⁰⁵, sin embargo, debemos decir que no existe una oposición directa ni frontal contra la Garantía por Red Principal, pues como

2008. Consulta: 24 de setiembre de 2004.

102 Ing. César Butrón, Presidente del Coes. Entrevista sostenida con el equipo de DAR el 11 de setiembre de 2009.

103 "Sí se pudo evitar futura alza de las tarifas de electricidad" ver *La República*. Lima, 07 de agosto de 2008. Consulta: 24 de setiembre de 2009.

104 "Usuarios subsidiarán a la petroquímica", ver *La República*. Lima, 21 de mayo de 2007. Consulta: 24 de setiembre de 2009.

105 "Suez apuesta por ducto andino", ver *La República*. Lima, 16 de mayo de 2008. Consulta: 24 de setiembre de 2009.

lo hemos sostenido representa una fórmula inteligente que amerita su uso en casos donde la demanda no es lo suficiente en relación a la capacidad del ducto, o sirve como instrumento para crear la demanda de gas, pero en donde sí existe rechazo es cuando funge como instrumento de financiación y de subsidio para la empresa privada quien debe asumir, en primera cuenta, los costos que irrogue su propia actividad. De manera que, es inadmisibile que opiniones a favor de esto último sea avalada por funcionarios de la administración pública que, en debida cuenta deben de velar por el interés público y tratar, en la medida de lo posible, que éste último impere sobre los intereses de los privados.

2.5. La Garantía por Red Principal: Un pago sin servicio

A raíz de los sucesivos incidentes que sufrió el ducto de líquidos de Gas Natural, se interrumpió la prestación del servicio de transporte gas natural y líquidos de gas natural. A pesar de las suspensiones del servicio, Transportadora de Gas del Perú continuó cobrando la Garantía por Red Principal como si estuviese prestando normalmente el servicio. Lo cierto es que, en los 28 días que Transportadora del Gas del Perú dejó de prestar el servicio cobró 9.1 millones de soles.

OSINERGMIN señaló que, a Transportadora de Gas del Perú no le correspondía el cobro por Garantía por Red Principal por los días que dejó de prestar el servicio. Sin embargo, de la lectura de la Cláusula 14.7.5 del Contrato BOOT de Concesión se desprende que, de ninguna manera se generará debito ni crédito por concepto de Garantía por Red Principal en caso se deje de prestar el servicio por fuerza mayor por un periodo de seis meses.

Así la cosas, era evidente, bajo lo estipulado en el contrato, el OSINERGMIN no podía señalar que no correspondía el pago por Garantía por Red Principal en caso se deje de prestar el servicio de transporte cuando el contrato señalaba lo contrario, y es así que, la cláusula establecía que el pago realizado durante el tiempo en que no se prestaba el servicio era un pago definitivo y que por lo cual no había porque qué discutir.

Sin embargo, quedaba claro que a pesar que el pago por Red de Garantía Principal era a la vez legal, por otro lado también era cierto que en términos razonables no era justo. No puede admitirse en ningún sentido que frente a una falta de prestación del servicio de transporte y suministro de gas, Transportadora de Gas del Perú siga económicamente percibiendo lo mismo como si estuviese prestando el servicio normalmente.

Por lo cual, OSINERGMIN propuso una fórmula de ajuste gracias a la cual se actualizaba el pago por Garantía de Red Principal en casos que no se llegue a pres-

tar el suministro de gas natural. Así, la resolución del OSINERGMIN 445-2005-OS/CD señalaba la necesidad de efectuar determinadas precisiones en la referida norma respecto a evitar que se calculen valores erróneos en la determinación del ingreso teórico mensual, así como en la definición del volumen total mensual de la fórmula (11) del procedimiento, en los casos de indisponibilidad del ducto por causas no consideradas como fuerza mayor, y respecto a la aplicación del peaje vigente del año de cálculo anterior para los meses de marzo y abril en la determinación del peaje por GRP del siguiente año de cálculo. Así también, se buscaba incorporar los establecidos en el punto 5.8 del Anexo N° 1 del Contrato BOOT de Transporte de Gas Natural de manera que el sistema pueda tener una disponibilidad de 99% por un año continuo.

Producto de este proyecto de ajuste de la Garantía por Red Principal nació la resolución del Consejo Directivo del OSINERGMIN N° 111-2006-OS-CD señalando previamente en los considerando que el OSINERGMIN i) no está facultado para alterar la determinación de los ingresos garantizados anuales, incorporando un factor relacionado a la disponibilidad real del gasoducto¹⁰⁶; pero que ii) sí puede modificar la fórmulas para determinar el Ingreso Real del Servicio (IRS) a fin de considerar los volúmenes no transportados por indisponibilidades del gasoducto.

Ante lo cual se procedió a modificar el literal a) del numeral 5.1 del Artículo 5 de la norma "Procedimiento de Cálculo de Garantía por Red Principal (GRP) del Proyecto Camisea", aprobada por la resolución OSINERG N° 077-2004-OS/CD.

Debemos notar que este cambio al marco legal no se hubiera hecho si es que no hubiesen existido los incidentes en los ductos, y la trascendencia económica que tiene el hecho de no prestar el servicio por 28 días. Ya que el contrato BOOT de transporte de gas natural señala que, sólo se dejará de pagar la Garantía por Red principal siempre que hayan trascurrido seis meses sin prestar el servicio por razones de fuerza mayor, pero existe un vacío legal y contractual sobre si se paga o no, o si existe una reducción en caso que el concesionario deje de prestar el servicio en supuestos en que no media fuerza mayor. Situación que alguna manera ha sido subsanada mediante esta modificatoria, que por así decirlo, sin los incidentes ocurridos, quizás no se hubiera notado del tremendo vacío legal y contractual existente en los contratos.

106 Posición en la cual se retracta el OSINERGMIN, ya que como lo hemos mencionado no estaba facultaba para determinar si correspondía o no el pago por Garantía por Red Principal a Transportadora de Gas del Perú - TGP

Capítulo Sexto

Crisis de Infraestructura y desabastecimiento de Gas Natural

1. La escena nacional

El ducto que pensó llenarse en 20 años, acabó llenándose en 4. Ello trajo una serie de consecuencias a nivel social, económico y energético, pero su mayor impacto se hizo sentir en el mercado de la electricidad. ¿La razón? El ducto que transporta gas natural es el mismo que es usado para generar electricidad y reducir los costos de producción a las industrias, que no pueden abastecer más la demanda interna creciente.

El problema se agudizó aun más cuando durante mediados del 2008, el país atravesaba una sequía de lluvias, que no permitía a las centrales hidroeléctricas ofertar la misma cantidad de energía eléctrica. Es decir, al lado de un ducto con capacidad insuficiente para transportar mayor cantidad de gas y consecuentemente generar mayor cantidad de energía eléctrica, se debía aunar la limitación que enfrentaban las hidroeléctricas del país frente a la escasez de lluvia que les imposibilitaba ofertar la misma cantidad de energía eléctrica. Ello devino en una serie de cortes de luz que dejó a cientos de miles de personas en Lima sin energía.

Esto es consecuencia, que el Estado buscó a todo lugar incentivar el crecimiento de un mercado del gas natural, lo cual era idóneo, pero lo hizo sacrificando el desarrollo de otros proyectos energéticos, como la instalación de nuevas hidroeléctricas. De manera que, si no se tenía gas, se podría tener por lo menos otras fuentes de energía con la cual se podía suplir aquella parte de electricidad que no podían generar las termoeléctricas. En conclusión, esta crisis que aconteció el año pasado se debió, en buena cuenta, a que el Estado no buscó establecer una matriz energética balanceada, sino que buscó inclinar la balanza hacía una única fuente de energía como el gas natural, sin prever que, en alguno momento podría faltar y no se tendría, por el contrario, una capacidad instalada en base a otras fuentes de energía que pudieran hacerle frente a esta crisis.

El problema va mucho más de si el ducto se debía congestionar antes o después, el problema fundamental radica en la poca previsibilidad que se tiene sobre los

impactos de las decisiones que se toman en un momento determinado, debido justamente a falta de planificación que existe en el sector energía. Debemos de tener en consideración que el Estado en materia de energía tiene como instrumentos de planificación a los planes referenciales. Documentos que han sido objeto de severas críticas debido a que sus cifras propiamente no reflejan a cabalidad la realidad. Un ejemplo es la importante brecha sobre el nivel de reservas probadas que establece el Informe de la Gaffney, Clinea & Associate y el Plan Referencial de Hidrocarburos 2007.

En este sentido, las actividades de hidrocarburos no contienen documentos idóneos de planificación y las soluciones responden estrictamente a lo que podría presentar la coyuntura.

Por eso, el Estado se vio en la necesidad frente a este contexto de publicar el Decreto Supremo para establecer una lista detallada de quienes serían priorizados en caso de existir un racionamiento de la energía eléctrica, teniéndose en primer lugar, y por razones de interés público, la priorización del consumo doméstico. Lo que se quiere dejar en claro es que, si bien el problema del racionamiento de la electricidad se debe a la escasez de lluvias y al congestionamiento del ducto, ello responde a un problema mayor que es la poca planificación del Estado y al uso de documentos de planificación no necesariamente idóneos para dirigir el sector energético nacional.

En este caso en concreto, los contratos se negociaron sobre el tema de la capacidad de transporte del ducto y ampliaciones del mismo, tomando en cuenta estimaciones que respondían a un momento histórico determinado, y cuyas proyecciones fueron largamente superadas ante el vertiginoso desarrollo de la economía nacional. Es así que, según la cláusula N° 3.1 del contrato BOOT de Transporte de Gas Natural se señalaba que, desde el año 12 contado a partir de la puesta en operación comercial (2004), TGP debía cubrir por lo menos un capacidad mínima de 450 mmpcd. Quizás se puede discutir porqué no fue más o porqué no se exigió ello mucho antes para no tener que esperar hasta el año 12, pero lo que debe de entender es el rol que juega el contrato dentro de una política energética. Aquél, es sólo una parte, pero no por ello importante, integrante de la política energética nacional.

El contrato existe para realizar los fines que persigue la política energética nacional, es decir, es un instrumento que busca concretizar lo que ésta establece. Por ello, si no existe una política energética, los contratos no tendrían un fin a que apuntar, por ello estos muchas veces han respondido más a una lógica corporativa, sector que tiene una mayor claridad de sus intereses y necesidades, lo que el Estado propiamente no ha logrado concretizar hasta el momento.

2. El problema de los contratos de transporte

A raíz de esta crisis, el sector industrial fue uno de los más perjudicados. Algunas empresas habían hecho importantes inversiones para que su aparato productivo pueda producir con gas que, en buena cuenta, era mucho más barato que el diesel y le otorgaba una cierta ventaja competitiva frente a sus competidores. Sin embargo, a raíz de la crisis, se les obligó a seguir produciendo con diesel, lo que significaba que la inversión que habían hecho era prácticamente en vano.

Lo que sucede es que, de la totalidad de contratos suscritos por los industriales, el 40% representaban contratos interrumpibles¹⁰⁷. La característica de este tipo de contrato es que se paga por lo que se consume, a diferencia del contrato firme donde se paga por cierta cantidad de gas, aunque ésta no se llegue a consumirse. Lo que sucede es que, para los industriales y según sus necesidades es mucho mejor un contrato interrumpible en donde paguen por lo que consuman, que un contrato firme donde pueden llegar al punto de pagar hasta por lo que no consumen. Sin embargo, de acuerdo al Decreto Supremo N° 018-2004-EM, en caso de falta de gas se prioriza los contratos estables antes que los contratos interrumpible, lo que significaba que un grupo importantes de industriales que hubiesen suscrito estos contratos no recibirían las cantidades de gas que necesitaban para poder producir. Por lo que se evidencia un conflicto de intereses, porque cada una de las partes quiere hacer prevalecer el contrato que está más acorde a sus necesidades.

A TGP le es mucho más seguro suscribir contratos firmes, ya que para sus proyecciones comerciales, ella no se puede encontrar en una situación de libre arbitrio, en donde se otorgue en plenitud a los grandes consumidores de gas la posibilidad de decir que, un día sí quieren gas y el otro día no, que es el formato del contrato interrumpible. Por su parte los industriales no siempre necesitan la misma cantidad de gas, pues ella está condicionada a la demanda que pudieran tener, por eso prefieren los contratos interrumpibles. Esta pugna de intereses, al parecer insalvable, que existe entre las dos partes ha llegado al punto que la misma Sociedad Nacional de Industrias-SNI pida a las autoridades del sector la renegociación del contrato en lo que respecta al Decreto Supremo N° 018-2004-EM¹⁰⁸.

Hasta el momento el Estado no ha desarrollado un fórmula que pueda conciliar estos intereses en pugna, y se ha preferido solucionar el problema mediante la

107 "Critican a industria por no prever falta de gas", *Perú 21*. Lima, 16 de agosto de 2008. Consulta: 09 de diciembre de 2009.

108 "Industriales piden que se renegocie con propietario de gasoducto de Camisea", *El Comercio*. Lima, 19 de agosto de 2008. Consulta: 09 de diciembre de 2009.

ampliación de la capacidad del ducto, manteniendo el esquema inalterable de contratos firmes e interrumpibles.

Lo que debe de notarse sobre esta discusión es que, es una discusión que está centrada netamente en una pugna de legítimos intereses de grupos económicos que se enfrentan para poder obtener una mayor cuota de gas, por los evidentes beneficios que resulta, como su bajo precio en comparación del diesel. Sin embargo, si bien el gas es barato no siempre los consumidores eléctricos han tenido una energía eléctrica barata.

Entonces, cómo entender que centrales térmicas que producen electricidad con un gas barato, puedan llegar a vender al consumidor final una energía eléctrica con considerables aumentos en la tarifa. Según OSINERGMIN, a partir del primero de mayo, las tarifas aumentaron en un 6% a pesar que los generadores solicitaron un aumento de orden del 12%¹⁰⁹, sin embargo, el gas sigue manteniendo igual su precio. Entonces, cabe hacerse la pregunta ¿Para quién es barato el Gas?

No se puede negar los beneficios ambientales y económicos que el uso del gas procura, especialmente en el sector transporte, en donde se puede dejar ver con mayor nitidez esta afirmación, sin embargo, en el sector eléctrico, la situación no es la misma.

Primero, se debe tomar en consideración que la electricidad en el país se genera no sólo con gas sino también con agua, carbón y hasta con diesel, y la tarifa se fija tomando en consideración el precio de cada uno de estos recursos. Lo que significa que las tarifas eléctricas no se establecen en función sólo del gas, sino considerando, como lo hemos mencionado, otros recursos.

El problema radica en que la ley de concesiones eléctricas acoge la teoría marginal de economía, teoría que enseña que el valor de un bien se determinará en función de cuánto cuesta producir una unidad más. Entonces, en el caso que el sistema eléctrico llegue a un punto en que requiera producir en base a diesel, que es el combustible más caro, entonces el precio se determinará en función de cuánto cuesta producir una unidad más, pero en base a diesel. En este caso la tarifa será muy alta, y esa es la tarifa que, se comenzará a cobrar por tarifas eléctricas, sin embargo, como la tarifa es a nivel nacional, las termoeléctricas cobrarán como si estuviesen produciendo a diesel, aunque en realidad producen electricidad a gas.

Entonces, la respuesta al porqué la electricidad es cara frente a un gas barato, reside precisamente a cómo se ha estructurado el mercado eléctrico en nuestro

109 "Tarifas eléctricas en el Perú se incrementarán en 6% desde mayo de este año", *El Comercio*. Lima, 18 de marzo de 2009. Consulta: 03 de diciembre de 2009.

país, y a la poca diversificación que se ha hecho de la matriz energética que podría coadyuvar al establecimiento de tarifas mucho más estables, y que en caso excepcionales o de emergencia se haga necesario la producción de electricidad en base a gas natural.

3. El Aumento de la capacidad de suministro de ducto

El ducto tiene una capacidad de transporte de 315 mmpcd en la zona costa. En cambio, en la zona sierra la capacidad de transporte del ducto es de 450 mmpcd y en la selva su capacidad es de 1180 mmpcd.

Como hemos mencionado, la demanda del mercado interno había superado largamente la capacidad del ducto en la costa. Los 315 mmpcd eran insuficientes para abastecer el mercado interno, se requería realizar una ampliación del ducto hasta por lo menos 450 mmpcd de manera que coincida con la capacidad de transporte del ducto de la sierra. Para ello era necesaria la instalación de bombas compresoras que permitan que el ducto de la costa pueda transportar 450 mmpcd.

Sin embargo, hacer ello, era un obligación que estaba establecida en el Contrato. Así, la cláusula 3.1 del Contrato BOOT de Transporte de Gas Natural establecía una capacidad mínima de transporte de 450 mmpcd, pero a partir del año 12 de operación. Es decir, que no le era exigible jurídicamente a TGP realizar dicha ampliación, puesto sólo había transcurrido un poco más de cuatro años desde la puesta en operación comercial.

TGP accedió a realizar la ampliación de ducto antes del tiempo pactado, lo cual jurídicamente era factible, por un principio de quien puede los más, puede también los menos. En su momento los directivos de TGP señalaron que esto lo hacían a pesar de no estar obligados a hacerlo, pero no se puede negar la importante oportunidad que les ofrecía la coyuntura, pues esta les permitía vender a cinco años de puesta en operación comercial, lo que pensaban vender en el año 12.

La ampliación del ducto se inauguró el 15 de diciembre de 2009 en el *City Gate* al sur de Lima, con la presencia del Presidente Alan García, pero a pesar que esta ampliación implica una capacidad de transporte de 450 mmpcd, es aún es insuficiente. Según algunas estimaciones hechas por el MINEM, la actual demanda para ser satisfecha necesita que por lo menos el ducto transporte 600 mmpcd¹¹⁰. ¿Cómo ahora se solucionará esta demanda insatisfecha?

110 "Exportación del gas congestionará ducto y podría elevar tarifa interna", *OSINERGMIN*. Lima, 15 de setiembre de 2008. Consulta: 15 de diciembre de 2009.

4. Una posible intervención en zona selva

A la pregunta que se ha realizado, debe tomarse en consideración también que se han encontrado nuevos yacimientos en zonas muy cercanas a los yacimientos Camisea. Este es el caso del Lote 57 cuyo operador es Repsol y el Lote 58 que tiene como operador a Petrobras. En ambos lotes se estima reservas del orden de 2 TCF, lo cual es muy bueno, pero el problema de nuevo es la falta de infraestructura, no ya desde la perspectiva que el ducto no transporta la suficiente capacidad para abastecer la demanda interna, sino desde la perspectiva que el ducto es por sí insuficiente para transportar el gas de las nuevos yacimientos que se están encontrando.

Por lo que en un escenario hipotético, podría ser posible que se construya un nuevo ducto que vaya en paralelo a los ductos que hasta ahora ha construido TGP. El ducto que se encuentra en la zona selva tiene una capacidad de transporte de 1180 mmpcd, la razón que existe detrás del porqué este segmento del ducto tiene una mayor capacidad, se debe a los justificados motivos tanto del Estado como de la empresa de evitar en la medida de lo posible intervenir por segunda vez en la zona, en el entendido que un ducto que transporte dicha cantidad de gas era suficiente para abastecer la demanda del mercado nacional por larga data. Sin embargo, el nuevo escenario que se avizora, pone de manifiesto que sería necesaria una nueva intervención en la zona selva para poder satisfacer los requerimientos comerciales, no sólo de los grandes consumidores, sino también, de los operadores que han encontrado nuevos yacimientos y necesitan una infraestructura para comercializar el gas, ya sea en el mercado nacional o en el internacional.

Funcionarios de TGP han hecho saber que para ampliar la capacidad de transporte al doble de su capacidad sería necesario un *loop*, es decir un ducto paralelo al ya existente en la selva, el mismo que cumpliría por un lado con los requerimientos de ampliar la capacidad, y por otro dotaría de redundancia al sistema en dicha zona¹¹¹.

Sin embargo, por la naturaleza de la operación, en donde al extraer gas natural, se tiene inevitablemente que extraer líquidos, TGP sostiene la necesidad de una redundancia también de líquidos (*loop*) que resulta igual de relevante que la redundancia del ducto de gas.

¹¹¹Exposición de Renzo Viani, Gerente Legal de TGP, durante su exposición en el V Congreso Internacional de Legislación en Minería, Hidrocarburos y Electricidad, el 12 de noviembre de 2009. Consulta: 03 de diciembre de 2009.

No por ello resulta extraño el reciente ingreso que ha hecho TGP al Santuario Nacional de Megantoni (Resolución Directoral N° 015-2009-SERNANP-DGANP) con la finalidad de realizar estudios sobre recursos naturales y medio ambiente, con personal especialmente especializado en geología, geofísica y topografía. Sin embargo, esta en un área natural que cuenta con el mayor grado de protección, es decir la intangibilidad, que según la Ley de Áreas Naturales Protegidas, Ley N° 26834, por ser un área de uso indirecto, prohíbe las modificaciones y transformaciones del ambiente natural.

Si bien existe un marco legal protector de estas áreas, no siempre ello ha sido una garantía para que no se realicen actividades de hidrocarburos en la zona, pues existe en el Perú el precedente del caso del Parque Nacional Bahuaja Sone (Candamo), en donde el gobierno buscó reducir su área a fin de permitir que sobre la zona liberada se puedan realizar actividades de hidrocarburos.

A pesar del intento fallido, PERUPETRO S.A. sigue considerando el potencial hidrocarburífero de Candamo dentro del potencial gasífero del país. De manera que PERUPETRO S.A. sostiene que el Perú tiene un potencial hidrocarburífero de 40 TCF considerando los 2 TCF de Candamo.

Entonces, no siempre es una garantía tener una Área Natural Protegida de uso indirecto cuando tenemos a un Estado que promueve agresivamente las actividades de hidrocarburos en la Amazonía, y más aún, cuando ello se realiza sin una adecuada política energética, ni con consistentes instrumentos de planificación que permita también un adecuado ordenamiento del territorio, lo cual es la principal falencia que tiene el Estado en las actividades de hidrocarburos.

Conclusiones

la visión sociopolítica imperante que enfatiza la subsidiariedad del Estado en las actividades económicas permitió que a pesar que el Estado tenía el dominio absoluto sobre los yacimientos de gas de Camisea, estos acabasen siendo entregados a manos del sector privado para que los explote bajo una visión primordialmente económica del proyecto, sin ningún tipo de armonía con el interés nacional. Prueba de ello es el actual proyecto de Perú LNG, que exportará la mitad de las reservas de los yacimientos Camisea a pesar de la demanda nacional creciente e insatisfecha de gas natural.

Asimismo, bajo esta misma lógica, el Estado otorgó no sólo el *upstream* (producción) al sector privado sino también el componente del *dowstream* (transporte y distribución), y más aún, estableció las condiciones necesarias en las bases del concurso para que sea el mismo grupo empresarial el que participe en todas las fases del Proyecto Camisea (producción, transporte y distribución), fortaleciendo innecesariamente la posición dominante del consorcio, y consecuentemente el poder de negociación de un mismo grupo de empresas. Esta situación, sumada a las modificaciones legales y contractuales posteriores de los contratos de Camisea, ha devenido en la imposibilidad que tiene hoy el Estado de mejorar las condiciones contractuales en la procura de una mejor tutela del interés público y brindar una seguridad energética al país a largo plazo.

La liberalización de la economía peruana bajo los dictados del Consenso de Washington en la década de los 90, dieron paso a un conjunto de cambios institucionales, legales y fiscales que permitieron que el país tenga una mayor receptividad de la inversión extranjera directa. Sin embargo, los beneficios que se han otorgado al Proyecto Camisea, han sido mayores a los que el actual marco legal permite, por ejemplo, se le permitió a TGP que comience a cobrar la Garantía por Red Principal a partir de la fase constructiva del Proyecto, que el Estado asuma el pago por concepto de servidumbres por dos millones y hasta la reducción de la garantía bancaria de 300 a 92 millones de dólares, entre otros. Es decir, los beneficios fueron mayores a los que ya el marco legal establecía, y no se puede dudar que eran tan favorables y es que hasta las inversiones fueron protegidas a nivel constitucional, mediante el Contrato Ley, cuando algo semejante jamás ocurrió en ningún país del mundo.

Un sector del Estado, especialmente algunos funcionarios públicos, asumieron un rol de defensa irrestricta del proyecto del gas de Camisea, defendiéndolo públicamente de las posibles deficiencias que éste tenía, desvirtuando así el Estado su rol imparcial y tuitivo que debe de mantener en este tipo de situaciones. Un ejemplo es como el Poder Ejecutivo de cara a los incidentes del ducto de gas na-

tural prefirió defender el Proyecto antes de exigir una investigación y sólo lo hizo cuando ocurrió el quinto incidente y con saldo de heridos.

Asimismo, a pesar que hace dos años (2007), la Auditoría realizada por la Germanisher Lloyd, mostró mediante 32 observaciones la necesidad de introducir algunas mejoras al sistema de transporte, existen algunas observaciones que todavía no han sido levantadas y se desconoce su nivel de implementación. Asimismo, la ciudadanía desconoce el cronograma y el nivel de implementación de las observaciones, las mismas que se establecieron para asegurar la vida y la preservación ambiental. Por lo que se continúa con la actitud del secreto y poca transparencia pública, sin dar a conocer lo que es importante para la ciudadanía a fin de velar para que no vuelva ocurrir con lo que sucedió con el ducto de gas.

La falta de planificación es otro elemento a resaltar: El ducto estuvo al máximo de su capacidad en cuatro años cuando lo debió hacer en 20 años. La falta de previsiones podría significar una nueva amenaza y un segundo ingreso a zonas de alta sensibilidad social y ambiental con la finalidad de construir otro ducto para satisfacer la demanda de gas natural. Es muy probable que no fuese necesario un nuevo ducto si tanto el Estado como la banca multilateral (BID, Banco Mundial) no hubiesen financiado el ducto de Perú LNG para la exportación, y, por el contrario, hubiesen decidió financiar un mismo ducto para abastecer a la macro región sur. Esta podría ser una mala consecuencia de haberse priorizado la exportación del gas natural, en vez del abastecimiento de la demanda interna.

Por otro lado, los efectos inmediatos de dicha falta de planificación se dejan sentir mediante los cortes de luz en la ciudad de Lima, en una sociedad en que se muestra cada vez más renuente a aceptar los cortes de luz en el siglo XXI. Asimismo, se ha procedido al establecimiento de un nivel de prelación del abastecimiento en caso la demanda supere a la oferta. Se ha procedido a la ampliación del sistema de transporte antes del tiempo legalmente establecido para hacerlo. Medidas tomadas para solucionar los problemas coyunturales, pero no solucionando el problema de siempre y que seguirá trayendo mayores problemas como es la falta de planificación.

Un tema especial son los impactos y relacionamientos sociales de los proyectos energéticos como Camisea. No se puede negar que a través de las diversas modificaciones legales se ha mejorado el procedimiento de la constitución de servidumbres para permitir el paso de los ductos, sin embargo, se mantiene insalvable la asimetría en las negociaciones entre el propietario y la empresa lo que ha devenido en un conjunto de conflictos por la inadecuada indemnización que se realiza por la imposición de la servidumbre. A ello hay que agregar que nuestro marco legal deja mucho a discrecionalidad del tasador, la valorización del monto de indemnización por concepto de servidumbre, por lo que se generan indemnizaciones tan dispares para casos tan similares. Estos son algunos elementos que

coadyuvan a que los conflictos persistan en el tiempo, afectando la sostenibilidad del proyecto como de la zona de influencia.

Por otro lado, en cuanto a los impactos económicos del Contrato BOOT, no se evidencia procedimiento objetivos para la determinación del monto de garantías bancarías en los contratos. Se ha evidenciado que depende de la negociación de las partes, entre empresa y Estado, cuando en otras legislaciones esto es un asunto claramente establecido en donde las garantías se calculan como parte de un porcentaje del total de la inversión porque fuera de cualquier tipo de negociación: "Como según sea tu inversión, según será tu garantía".

Lo que Camisea nos deja, desde la perspectiva contractual, como lección aprendida y lo que debe de considerarse para futuros proyectos de hidrocarburos es evitar que las bases del concurso permitan que el postor del concurso de producción, participe también en el concurso de transporte y/o distribución y viceversa. Medidas de esta naturaleza permitirían que la empresa reduzca su posición de dominio y por lo tanto su capacidad de negociación y de disposición sobre un recurso de evidente interés público. Por otro lado, los procesos de negociación de contratos de dicha naturaleza, deben ser sometidos a control por parte del legislativo y a opinión de la Sociedad Civil para introducir los aportes que ésta pudiera generar. Debemos tener en consideración que dicho contratos no son contratos privados, y que de ellos depende aspectos fundamentales como la gobernabilidad y la seguridad energética del país, de ahí la necesidad de un proceso de negociación abierto a diferentes actores, más aún cuando se han dado una serie de modificaciones contractuales que comprometen seriamente el interés nacional.

Asimismo, los accidentes que este tipo de proyectos pudieran generar, deben demandar por parte del Estado una investigación inmediata y ser estipulada en los contratos y no esperar que ocurra como en Camisea, donde se demandó una Auditoría al Sistema de Transporte cuando hubo heridos y recién al quinto incidente. En dichos casos, también el Estado debe de asumir la posición imparcial que le corresponde y evitar una defensa irrestricta de los Proyectos, rol que le corresponde a la empresa y no necesariamente al Estado representante de los intereses generales.

Debe tomarse en consideración que a partir de la liberalización del sector hidrocarburos se han dado una serie de beneficios legales y fiscales a las empresas, por lo que el Estado ya no debería seguir otorgando más beneficios como pago de servidumbres, garantía de red principal ex ante, etc., que no hacen más que acostumbrar a los inversionistas que parte de sus actividades sean financiadas con fondos públicos, cuando deberían ser ellos quienes por lo general deban asumir los costos que origine su actividad empresarial.

Finalmente, es necesario utilizar instrumentos más integrales de planificación energética que los planes referenciales actuales, fuertemente criticados porque representan datos que no se condicen con la realidad. No se necesita estratégicamente instrumentos de planificación como los planes referenciales de observación trianual, cuando, por otro lado, el crecimiento económico actual y los conflictos socioambientales demandan una planificación a largo plazo y con proyecciones de escenarios más acertados. En ese sentido, el papel importante que juega el Proyecto NUMES de asegurar la matriz energética del Perú, financiado por el BID, se torna en fundamental para nuestro desarrollo sostenible. Hoy por hoy este Proyecto se encuentra en un serio retraso de ejecución y de diseño, mientras que el Estado Peruano sigue tomando decisiones políticas que podrían afectar nuestro desarrollo, sin balancear lo que más nos conviene como país (por ejemplo, Convenio Energético Perú Brasil).

No podemos arriesgarnos en ir ciegos por el camino del desarrollo económico, debemos tener luces con la cual guiarnos y no caer en una prosperidad falaz que no beneficie la planificación estratégica para el aprovechamiento de nuestros recursos naturales no renovables. Es por ello esencial para la legitimidad de nuestras acciones, ser transparentes y democráticos en la toma de nuestras decisiones, pues la historia y las futuras generaciones nos juzgaran.

Fuentes de la Investigación

Bibliografía

- BASES del Concurso Internacional para otorgar las Concesiones de: Transporte de Gas, Transporte de Líquidos y Distribución de Gas en Lima y Callao.
- BIONDI, Biondo. *Le servitù prediali nel diritto romano*. Giuffrè Editore. Milán, 1969.
- CIRCULARES del Concurso Público Internacional para otorgar las concesiones de Transporte de gas, transporte de líquidos, distribución de gas en Lima y Callao.
- COMITÉ Especial del Proyecto Camisea - CECAM, Libro Blanco.
- CUERVO Pontón, Luis Enrique. *Introducción al derecho y la política de petróleos*. Bogotá, 2001.
- DIRECCIÓN General Hidrocarburos del MEM / Memorias de las empresas.
- GAMBOA, César, et al. *Análisis de los Contratos del Gas de Camisea: Lecciones Aprendidas sobre cómo negociar con nuestros recursos naturales*. Derecho, Ambiente y Recursos Naturales DAR. Lima, 2008.
- HERRERA Descalzi, Carlos. Declaraciones, ver: <http://www.voltairenet.org/article125124.html> Revisado el 24 de setiembre de 2009.
- INFORME FINAL. Comisión Investigadora Encargada de la Investigación del Transporte de Gas (Gasoducto) del Proyecto Camisea, las causas y consecuencias de los reiterados accidentes producidos en el mismo, y la determinación de las responsabilidades políticas, administrativas y penales a que hubiere lugar, así como el estudio y evaluación de los compromisos asumidos en los contratos suscritos. Lima, julio de 2006.
- LUCY Earle and Brian Pratt. *Indigenous Social movements and International NGOs in the Peruvian Amazon*. International NGO Training and Research Centre, Occasional Papers Series N° 49, march 2009.
- MALPICA Carlos. *La Verdad sobre el Gas de Camisea*. Ediciones la Escena Contemporánea, 1989, Lima.
- MANCO Zanonetti, José Eusebio. *Privatización e Hidrocarburos: Mito y Realidad Perú 1991-2002*. Fondo Editorial de la UNMSM, Lima, 2002.

- MARSÁN Álvarez, Robert y Trepat Felip, Montserrat, "Project Finance" Un nuevo mecanismo de financiación de inversiones o una aproximación del sistema financiero al concepto de riesgo y de empresa en los sectores no financieros.
- MAY, Peter et al, Corporate Roles and Rewards in Promoting Sustainable Development: Lessons Learned from Camisea, Energy and Resources Group. UC Berkeley. Enero.
- MEJORADA Chauca, Martín, Las Servidumbres en General y las Minerías en particular, Diario Oficial El Peruano, 10 de Noviembre de 2003.
- HERNANDO Nieto, Eduardo. Deconstruyendo la legalidad, Fondo Editorial de la PUCP, Lima, 2002.
- PALLÁS Alberdi, Luis. El Ciclo de los Hidrocarburos. Diario el País, 10 de Julio del 2005. Ver http://www.aop.es/Noticias/ciclo_hidrocarburos.pdf
- PARADA, Ramón, Derecho Administrativo I. Parte General. Edit. Marcial Pons, Barcelona, 2004.
- PINILLA, Antonio. Los Contratos. Ley en la Legislación Peruana, Fondo Editorial de la Universidad de Lima, Lima, 1999.
- ROSS, C. "El Caso del Proyecto Camisea: Logros y Limitaciones de una Coalición Ciudadana Naciente", en Martín Scurrah (ed.), Defendiendo derechos y promoviendo caminos. El Estado, las empresas extractivas y las comunidades locales en el Perú. Lima, Oxfam Internacional/IBC/IEP, 2008.
- RESCIGNO, Pietro. Manuale del Diritto Privato Italiano. Undicesima Edizione, Casa Editrice Dott Eugenio Jovene, Napoli, 1997.
- ROMERO Romaña, Eleodoro. Derechos Reales. Editorial P.T.C.M., Lima, 1947.
- SÁNCHEZ Fernández, Luis Manuel, Dos Contratos Anticonstitucionales en la Constitución. En: DERECHO, Revista de la Facultad de Derecho – UNAS, Nueva Era/Año 9/Número 9/ Noviembre de 2007.
- SENTENCIA del Tribunal Constitucional, STC 048-2004-AI/TC, Morales Dasso Vs. Congreso de la República.
- SIERRALTA Rios, Aníbal. Joint Venture Internacional. Fondo Editorial PUCP, Lima, 1997.
- TAQUÍA Gutiérrez, Rossana Pilar, Los BOOT en los Contratos del Gas Natural de Camisea, Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, 1999.

Fuentes Digitales

- "Law of the People's Republic of China on Chinese-Foreign Joint Ventures" China Through A Lens. Consulta: 22 de Julio de 2009. Ver <http://www.china.org.cn/english/features/investment/36752.htm>
- "Build, Own, Operate, Transfer (BOOT)" MAF. Consulta: 23 de julio de 2009. Ver <http://www.maf.govt.nz/mafnet/rural-nz/sustainable-resource-use/irrigation/equity-investment-options/equity11.htm>
- "Perú: Crece protesta contra Camisea, el gasoducto coladera", Servindi. Lima, 4 de octubre de 2005. Consulta: Octubre, 2009. Ver http://www.movimientos.org/enlacei/show_text.php3?key=5444
- "Niegan nuevo derrame", Perú 21. Lima, 30 de septiembre de 2005. Consulta: Octubre, 2009. Ver <http://peru21.pe/imprensa/noticia/niegan-nuevo-derrame/2005-09-30/112938>
- "Ayacucho. Evacúan a 200 pobladores por derrame de gas", Perú 21. Lima, 17 de septiembre de 2005. Consulta: Octubre, 2009. Ver <http://peru21.pe/imprensa/noticia/ayacucho-evacuan-200-pobladores-derrame-gas/2005-09-17/79145>
- "Habría otro incidente en ducto de Camisea", Perú 21. Lima, 29 de septiembre de 2005. Consulta: Octubre, 2009. Ver <http://peru21.pe/imprensa/noticia/habria-otro-incidente-ducto-camisea/2005-09-29/80919>
- "Los nativos de la zona temen morir quemados", El Comercio. Lima, 6 de marzo de 2006. Consulta: Octubre, 2009. Ver <http://www.elcomercio.com.pe/EdicionImprensa/Html/2006-03-06/ImpTemaDia0467195.html>
- "Comisión afirma que hubo derrame de gas", Perú 21. Lima, 14 de marzo de 2007. Consulta: Octubre, 2009. Ver <http://peru21.pe/imprensa/noticia/comision-afirma-que-hubo-derrame-gas/2007-04-14/91726>
- "Investigan sexto incidente en ducto del gas de Camisea", Perú 21. Lima, 5 de abril de 2007. Consulta: Octubre, 2009. Ver <http://peru21.pe/imprensa/noticia/investigacion-sexto-incidente-ducto-gas-camisea/2007-04-05/45045>
- "Piden auditoría para Camisea, gobierno investiga", El Comercio. Lima, 05 de marzo de 2006. Consulta: 07 de diciembre de 2009. Ver <http://www.camisea.org/El%20Comercio.pdf>
- "Camisea Está Cañón", Caretas. Lima, 09 de marzo de 2006. Consulta: 07 de diciembre de 2009. Ver <http://www.caretas.com.pe/Main.asp?T=3082&idE=662&idS=230>
- "Camisea: El poder económico y el poder político", La República. Lima, 07 de marzo de 2006. Consulta: 07 de diciembre de 2009. Ver <http://www.partidonacionalistaperuano.com/realidadperu/camisea.html>

- “La auditoría a ductos de Camisea solo será una revisión de papeles”, La República. Lima, 23 de septiembre de 2006. Consulta: 07 de diciembre de 2009. Ver <http://www.larepublica.pe/archive/all/larepublica/20060923/pasadas/15/68791>
- “Ducto de Camisea necesitaba mayores estudios geológicos”, El Comercio. Lima, 03 de noviembre de 2007. Consulta: 07 de diciembre de 2009. Ver http://elcomercio.pe/edicionimpresa/Html/2007-11-03/ducto_de_camisea_necesitaba_ma.html
- “Negociando con Camisea”, Revista Retablo. Lima, abril de 2008. Consulta: 14 de julio de 2009. Ver http://www.premioreportaje.org/article_sub?docId=26897&c=Per%C3%BA&cRef=Peru&year=2008&date=abril%202008
- “Licitarán Nuevo Gasoducto si demanda de gas sigue creciendo”, Portal Minero. Lima, 24 de julio de 2008. Consulta: 23 de setiembre de 2009. Ver http://www.portalminero.com/noti/noticias_ver_ch.php?codigo=4230&fecha=07
- “Camisea: la garantía que se pagó por adelantado y ...” Voltairenet . Lima, 10 de mayo de 2005. Consulta: 24 de setiembre de 2009. Ver <http://www.voltairenet.org/article125124.html>
- Marsán Álvarez, Robert y Trepát Felip, Montserrat, “Project Finance”. Un nuevo mecanismo de financiación de inversiones o una aproximación del sistema financiero al concepto de riesgo y de empresa en los sectores no financieros. Lima. Consulta: 24 de septiembre de 2009. Ver <http://cendoc.esan.edu.pe/paginas/infoalerta/project/felip.pdf>
- “Gobierno descarta renegociar contrato de gas con TGP”, La República. Lima, 25 de agosto de 2008. Consulta: 24 de setiembre de 2004. Ver <http://www.larepublica.pe/archive/all/larepublica/20080825/pasadas/14/163063>
- “Sí se pudo evitar futura alza de las tarifas de electricidad”, La República. Lima, 07 de agosto de 2008. Consulta: 24 de septiembre de 2009. Ver <http://www.larepublica.pe/archive/all/larepublica/20080807/pasadas/14/161657>
- “Usuarios subsidiarán a la petroquímica”, La República. Lima, 21 de mayo de 2007. Consulta: 24 de septiembre de 2009. Ver <http://www.larepublica.pe/archive/all/larepublica/20070521/pasadas/14/48660>
- “Suez apuesta por ducto andino”, La República. Lima, 16 de mayo de 2008. Consulta: 24 de septiembre de 2009. Ver <http://www.larepublica.pe/archive/all/larepublica/20080516/pasadas/14/18484>
- “Critican a industria por no prever falta de gas”. Perú 21. Lima, 16 de agosto de 2008. Consulta: 09 de diciembre de 2009. Ver <http://peru21.pe/impresa/noticia/critican-industria-no-prever-falta-gas/2008-08-16/222000>

- "Industriales piden que se renegocie con propietario de gasoducto de Camisea". El Comercio. Lima, 19 de agosto de 2008. Consulta: 09 de diciembre de 2009. Ver <http://www.elcomercio.com.pe/ediciononline/HTML/2008-08-19/industriales-piden-que-renegocie-propietario-gasoducto-camisea.html>
- "Tarifas eléctricas en el Perú se incrementarán en 6% desde mayo de este año", El Comercio. Lima, 18 de marzo de 2009. Consulta: 03 de diciembre de 2009. Ver <http://elcomercio.pe/noticia/260779/tarifas-electricas-se-incrementaran-desde-mayo-inestabilidad-sector>
- "Exportación del gas congestionará ducto y podría elevar tarifa interna2, OSINERGMIN. Lima, 15 de setiembre de 2008. Consulta: 15 de diciembre de 2009. Ver http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/gart_files/contenido_data/Not/nac_013.html

Otras fuentes

- Entrevista a Ing. Julio Salvador Jácome, Gerente de Fiscalización en Hidrocarburos Líquidos y Gas Natural - OSINERGMIN. Oficinas de OINSERMGIN (Magdalena). 24 de Noviembre de 2009.
- Entrevista a Ing. José Luis Ibañez Gastelumendi, Dirección Nacional de Construcción, Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento. Oficinas del Área de Valuaciones. 15 de Setiembre de 2009.
- Entrevista a Ing. César Butrón, Presidente del Comité de Operación Económica del Sistema COES. Oficinas del COES. 11 de setiembre de 2009.
- Entrevista al Ing. Aurelio Ochoa, Director de Energy Consulting. 19 de octubre de 2009.
- Entrevista al Ing. Gustavo Navarro, Director de la Dirección General de Hidrocarburos. Oficinas de la Dirección. 10 de abril de 2009.

Análisis Legal de los Contratos de Transporte del Proyecto Camisea

Se terminó de imprimir

en el mes de Marzo de 2010, en los

Talleres Gráficos de Sonimágenes del Perú

Av. 6 de Agosto 968

CÉSAR L. GAMBOA BALBÍN (1978).

Abogado (CAL 39727) por la Universidad Nacional Mayor de San Marcos y candidato a Doctor en Derecho y Ciencia Política por la misma casa de estudios. Es egresado del Centro de Estudios Políticos y Constitucionales de Madrid. Ha sido investigador visitante del Instituto Internacional de Sociología Jurídica (Euskadi, 2006 y 2009). Docente Universitario.

Desde 2005, es asociado de Derecho, Ambiente y Recursos Naturales DAR. Ha desempeñado varios cargos en dicha institución, siendo actualmente el Coordinador del Programa Energía Sostenible de DAR, encargado de hacer seguimiento y aportar en la construcción de una política energética nacional, compatibilizar actividades extractivas y proyectos de infraestructura con fines sociales y de biodiversidad, así como monitorear los financiamientos de las instituciones financieras internacionales en el Perú, especialmente en la amazonia peruana. Asimismo, ha sido consultor de diversas ONGs en análisis de políticas relacionadas a la temática energética, indígena y de biodiversidad, así como autor de diversas publicaciones y artículos en el Perú como en el extranjero con respecto a dichos temas.

JIMPSON JESÚS DÁVILA ORDÓÑEZ (1984).

Egresado de la Facultad de Derecho y Ciencia Política de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, en donde desde el año 2008 se desempeña como asistente de cátedra del curso de Introducción y Teoría General del Derecho. Asimismo, es miembro principal del Taller de Derecho Civil "José León Barandiarán" de la misma universidad. Ha cursado estudios de especialización en Derecho de la Energía así como Diplomas de Especialización en Derecho Empresarial y Derecho de Mercado. Actualmente cursa la Diplomatura en Industrias Extractivas: Vigilancia y Desarrollo Sostenible en la Pontificia Universidad Católica del Perú.

“La explotación del gas de Camisea, en el año 2000, se vislumbraba como la oportunidad que le daría al país la seguridad energética que necesitaba y como un importante paso hacia la diversificación de la matriz energética nacional. Los desafíos y riesgos ambientales y sociales que el Proyecto implicaba fueron subordinados al objetivo principal que el Perú tenía como política: La seguridad energética nacional.

Sin embargo; los años siguientes se realizaron una serie de modificaciones legales y contractuales que ponían la seguridad energética en tela de juicio con un apoyo decidido al proyecto de exportación del gas de Camisea a México. Es decir, mientras que el Estado con una mano predicaba la seguridad energética, con la otra hacía lo imposible por no tenerla. Esta grave contradicción en la decisión político-estatal ha generado una crisis de abastecimiento en el Perú y una paradoja difícil de entender: Gas para México pero no del mismo modo para las regiones del Perú”.

Programa de Energía Sostenible
Derecho, Ambiente y Recursos Naturales – DAR

Con el apoyo de:

