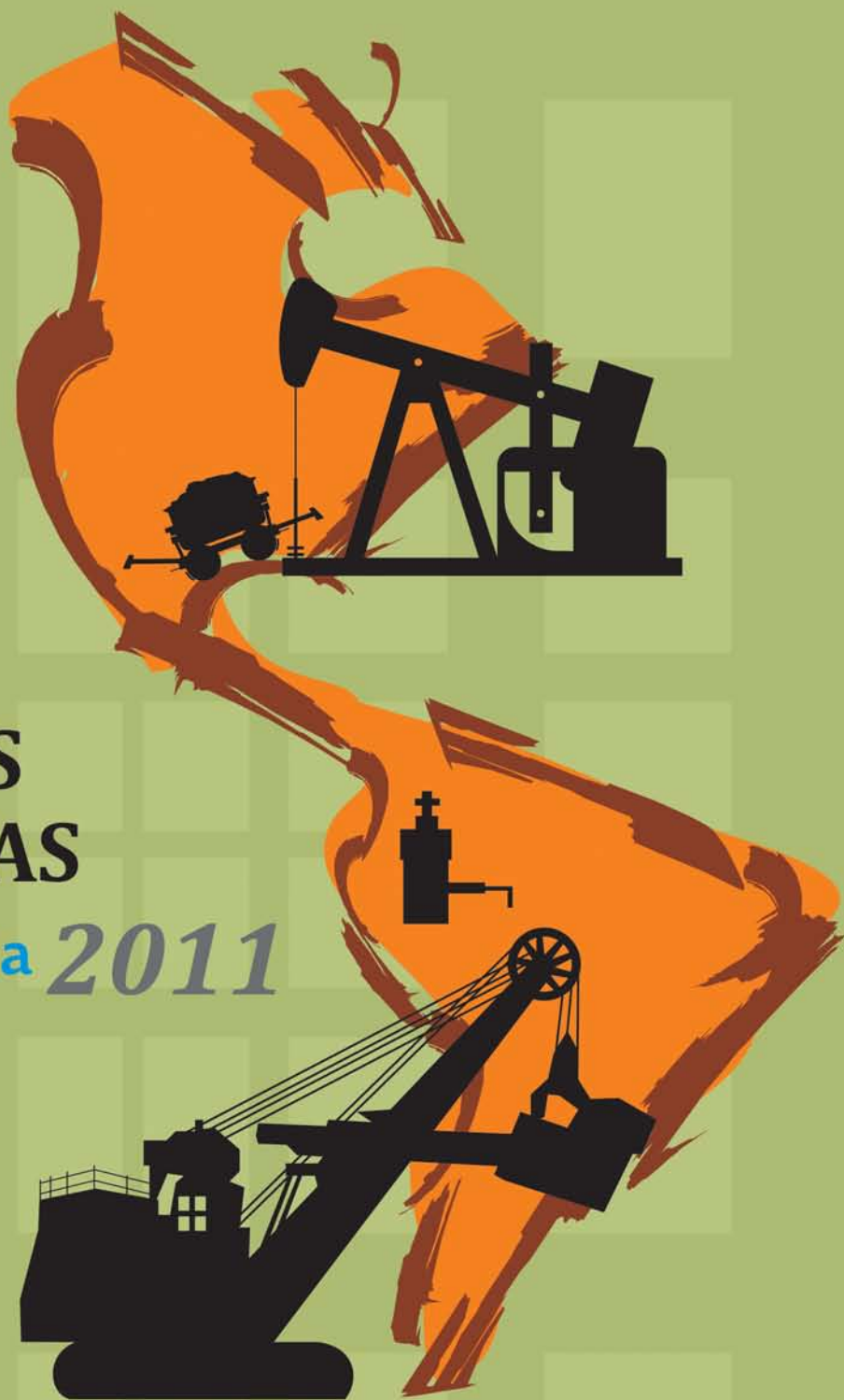


Reporte Anual

Tendencias de las INDUSTRIAS EXTRACTIVAS

en América Latina *2011*



Reporte Anual

**Tendencias
de las
INDUSTRIAS
EXTRACTIVAS**

en América Latina *2011*

Reporte anual de tendencias de las industrias extractivas en América Latina 2011

Primera edición, julio de 2012

® Revenue Wacht Institute

Oficina Regional para América Latina

Dirección: Calle León de la Fuente 110, Magdalena, Lima, Perú

Teléfono: (511) 264-2458

www.revenuewatch.org

Documento elaborado con la colaboración de:

Célica Hernández por FJ, Fundación Jubileo, de Bolivia

Carlos Bittencourt por IBASE, Instituto Brasileiro de Análisis Social y Económico, del Brasil

Juliana Peña Niño por FFNC, Fundación Foro Nacional por Colombia, de Colombia

Julio López por Grupo FARO, Fundación para el Avance de las Reformas y las Oportunidades, del Ecuador

Francisco Cravioto y Aroa de la Fuente por Fundar, Centro de Análisis e Investigación, de México

Sandra Mosquera y Epifanio Baca por GPC, Grupo Propuesta Ciudadana, de Perú.

Edición a cargo de: Oficina Regional de Revenue Watch Institute para América Latina

Diseño y diagramación: Luis de la Lama y Renzo Espinel

Corrección de estilo: Dany Cruz Guerrero

Contenido

| | |
|---------------------------|---|
| Introducción | 5 |
|---------------------------|---|

| | |
|---|---|
| Primera sección: «Reporte de las tendencias regionales de las industrias extractivas en el 2011» | 7 |
|---|---|

| | |
|--|----|
| 1. Dinamismo de las actividades extractivas | 7 |
| 2. Conflictos sociales | 17 |
| 3. Los subsidios a los combustibles | 23 |
| 4. La presencia de China en el sector extractivo de América Latina | 27 |
| 5. Hidrocarburos no convencionales | 31 |
| 6. Consulta para el consentimiento previo, libre e informado | 35 |
| Conclusiones | 38 |

| | |
|---|----|
| Segunda sección: «Reporte de las tendencias nacionales de las industrias extractivas en el 2011» | 41 |
|---|----|

| | |
|--|----|
| Bolivia, Fundación Jubileo | 41 |
| Brasil, IBASE | 44 |
| Colombia, Fundación Foro Nacional por Colombia | 48 |
| Ecuador, Grupo FARO | 54 |
| México, Fundar | 57 |
| Perú, Grupo Propuesta Ciudadana | 60 |

Introducción

Tenemos el agrado de presentar el *Reporte Anual de Tendencias de las Industrias Extractivas en América Latina* correspondiente al año 2011, el cual ha sido elaborado por la Oficina Regional de Revenue Watch Institute para América Latina con la colaboración de sus instituciones contrapartes en Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, México y el Perú.

El documento tiene dos secciones. La primera se titula **Reporte de las tendencias regionales de las industrias extractivas en el 2011** y presenta los temas de debate más relevantes relacionados con el sector extractivo en la región durante el 2011. Esta sección ha sido elaborada a partir de la información obtenida en el seguimiento diario de noticias referidas a las industrias extractivas en los principales medios de prensa de diez países de la región, así como de los reportes mensuales que sobre la base de esa información venimos elaborando.

Para el Reporte del año 2011 hemos identificado seis tendencias principales relacionadas a las industrias extractivas en la región. Estas son:

- Dinamismo de las actividades extractivas.
- Conflictos sociales.
- Subsidios a los combustibles.
- Inversiones y demandas chinas en América Latina.
- Hidrocarburos no convencionales.
- Consulta y consentimiento previo, libre e informado.

Reporte de las tendencias nacionales de las industrias extractivas en el 2011 es el título de la segunda sección. En ella, las instituciones contrapartes de Revenue Watch Institute en América Latina



Revenue Watch Institute promueve la efectiva y transparente gestión responsable de los recursos de petróleo, gas y minerales para la bien público. A través de la capacitación, asistencia técnica, investigación, financiación y promoción, que ayudará a los países para lograr el desarrollo con beneficios de su riqueza en recursos naturales.

desarrollan un análisis de las industrias extractivas en sus respectivos países sobre los temas más relevantes del 2011, complementando el análisis de tendencias presentado en la primera sección.

Las instituciones que colaboraron con el presente informe son: FJ, Fundación Jubileo, de Bolivia; IBASE, Instituto Brasileiro de Análisis Social y Económico, del Brasil; FFNC, Fundación Foro Nacional por Colombia, de Colombia; Grupo FARO, Fundación para el Avance de las Reformas y las Oportunidades, del Ecuador; Fundar, Centro de Análisis e Investigación, de México y, finalmente, GPC, Grupo Propuesta Ciudadana, de Perú.

El presente *Reporte anual de tendencias de las industrias extractivas en América Latina 2011* nos otorgará, pues, un panorama general de las industrias extractivas en la región y, por consiguiente, nos permitirá esbozar algunas reflexiones sobre estas tendencias y, asimismo, proponer temas de fondo para el debate.

Primera sección

Reporte de las tendencias regionales de las industrias extractivas en el 2011

«...El contexto en que se desarrollaron estas actividades se caracterizó por incrementos en el precio internacional del petróleo y la recuperación permanente del precio de los minerales, con leves caídas (como en el caso del cobre) como consecuencia, principalmente, de variaciones en la demanda de China...»

1. Dinamismo de las actividades extractivas

Significativas fueron las nuevas inversiones estatales y privadas en actividades de exploración, extracción y refinamiento de minerales e hidrocarburos realizadas durante el 2011 en América Latina. El contexto en que se desarrollaron estas actividades se caracterizó por incrementos en el precio internacional del petróleo y la recuperación permanente del precio de los minerales, con leves caídas (como en el caso del cobre) como consecuencia, principalmente, de variaciones en la demanda de China. En efecto, el precio del petróleo WTI llegó a US\$ 98.5 por barril en diciembre del 2011, un incremento de 10.4% respecto al mismo mes del 2010. El precio del oro¹ llegó a un nivel record de US\$ 1,642.4 por libra en diciembre del 2011, un incremento de 18% respecto a diciembre del año anterior. Por su parte, el precio del cobre cerró el 2011 a US\$ 3.4 la libra a pesar de que comenzó el año a US\$ 4.33 la libra. Los precios de otros minerales, como plata, zinc y estaño, por ejemplo, registraron leves bajas en los últimos meses del 2011, pero, aun así, se mantienen por encima de los niveles del 2010.

Bolivia

En el 2011, la producción de gas boliviano no alcanzó los niveles necesarios para cubrir los incrementos en los volúmenes de exporta-

¹ Precio del London Metal Exchange (LME).

ción establecidos en los contratos suscritos con Argentina y Brasil. Además, los incrementos en el consumo interno han generado una demanda adicional de gas que presiona aún más sobre la oferta total disponible de gas boliviano.

La producción de gas boliviano durante el 2011 alcanzó en promedio los 45 millones de metros cúbicos al día (Mmcd), de los cuales 29 Mmcd fueron enviados al Brasil y 7 Mmcd a la Argentina, una cantidad menor a la establecida en el contrato suscrito entre YPFB y la petrolera estatal argentina ENARSA. El acuerdo contempla envíos de hasta 11 Mmcd una vez entrado en operaciones el Gaseoducto Juana Azurduy en junio del 2011. Respecto al consumo interno, este alcanzó los 9 Mmcd, debido a que mayores cantidades de gas se hicieron necesarias para cubrir la demanda del sector termoeléctrico; hay que considerar, además, la nueva demanda de energía del proyecto minero y siderúrgico de El Mutún, en Santa Cruz.

En respuesta a la demanda, la petrolera estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) amplió sus operaciones en el campo Margarita y en otros campos gasíferos con el objetivo de aumentar la producción de gas para cumplir con los compromisos de exportación y con el mercado interno.

En este escenario, a fines de año el Presidente de YPFB, Carlos Villagas, presentó el Plan de Exploración de la compañía para los próximos diez años, el cual consiste en la exploración de 118 áreas potenciales y tiene como objetivo la búsqueda de nuevas fuentes de gas natural y de petróleo; cuenta con una inversión de mil ochocientos millones de dólares, de los cuales el estado tiene previsto aportar el 45%, mientras que las empresas privadas se harían cargo del 55% restante.

Con este anuncio, el gobierno prevé iniciar un nuevo ciclo exploratorio a partir del 2012, con el cual busca garantizar tanto el abastecimiento del mercado nacional como los compromisos de exportación más allá del año 2020.

Brasil

Lo más destacado del año 2011 fue el contrato suscrito entre los representantes de la empresa petrolera mixta Petróleo Brasileiro (Petrobras) y la Empresa Nacional de Petróleo de Chile (ENAP), en el cual se acordó que Petrobras embarcaría a Chile un millón de barriles de petróleo a partir del mes de mayo del 2011.

Este es el primer envío de petróleo que se exporta desde el Pre-sal, un enorme yacimiento petrolero ubicado en las costas de Rio de Ja-



neiro y São Paulo, en el Mar Atlántico, con reservas de entre cincuenta y ochenta millones de barriles de petróleo y que perfila al Brasil ya no solo como país energéticamente autosuficiente, sino también como potencia exportadora en la región y el mundo.

El campo Lula, de donde se extrajo la primera carga para ser exportada, es operado por el consorcio formado por Petrobras y las privadas extranjeras BG Group, del Reino Unido, y la portuguesa Galp Energia, con una participación de 25% y 10%, respectivamente. El consorcio prevé que, para el 2013, la capacidad de producción de la plataforma instalada en el campo Lula alcance los cien mil barriles diarios de petróleo y los cinco millones de metros cúbicos de gas natural por día.

De otro lado, Petrobras anunció inversiones por un monto de 224,700 millones de dólares para el periodo 2011-2015, de los cuales el 95% se concentra en operaciones que se vienen desarrollando en territorio brasileiro, mientras que el 5% restante se destinará a inversiones en el exterior. Hay, sin embargo, que tomar las cifras anunciadas con cautela; en primer lugar, porque el monto anunciado es varias veces mayor a lo que Petrobras ha venido ejecutando hasta ahora y, luego, porque en el 2011 su capacidad de inversión fue 5% menos de los 42,050 millones de dólares programados.

Durante el 2011, inversiones significativas se realizaron también en el sector minero con el propósito de aumentar la producción de hierro y de cobre, principalmente. En efecto, los montos de inversión total previstos para el periodo 2011-2015 son aproximadamente 68,500 millones de dólares, de los cuales un 30% corresponde a Vale do Rio Doce, la principal minera productora de hierro en el mundo. Vale destinó 21,400 millones de dólares para la ejecución de nuevos proyectos y la ampliación de los que se encuentran operando actualmente, así como para proyectos de fertilización de potasio.

Con este monto total de inversiones en el sector minero se prevé aumentar la producción nacional de hierro de 370 millones de toneladas registrados actualmente a 770 millones hacia el 2015.

Chile

En el mes de abril, el Presidente Ejecutivo de la estatal Corporación Nacional del Cobre (CODELCO), Diego Hernández, dio a conocer detalles del plan de inversiones de la compañía para los próximos años y de futuros proyectos con miras a aumentar la producción de cobre. Según el directivo, la minera tiene previsto invertir 17,500 millones

«Lo más destacado del año 2011 fue el contrato suscrito entre los representantes de la empresa petrolera mixta Petróleo Brasileiro (Petrobras) y la Empresa Nacional de Petróleo de Chile (ENAP), en el cual se acordó que Petrobras embarcaría a Chile un millón de barriles de petróleo a partir del mes de mayo del 2011»

de dólares hacia el 2015 para aumentar el actual nivel de producción de cobre.

No obstante, Hernández señaló que parte de los tres mil doscientos millones de dólares estimados para invertir en el 2011 sería cubierta con la capitalización del 20% de las utilidades de la empresa correspondientes al 2010 y equivalentes a 378 millones de dólares. El Plan de Capitalización fue propuesto por el Directorio de CODELCO en abril del 2011 y fue aprobado en junio de ese mismo año por los Ministerios de Hacienda y Minería de Chile.

Un tema en debate en Chile ha sido el de la supuesta intención del gobierno de avanzar con la privatización de la estatal CODELCO. En efecto, decisiones como las del retiro de CODELCO de proyecto de Gas Natural Licuado Quintero en Mejillones, la venta de la empresa de energía EDELNOR y la concesión de proyectos mineros a privados fueron interpretados por algunos dirigentes gremiales de CODELCO como intentos en esa dirección. No obstante, el entonces Ministro de Energía, Laurence Golborne, negó que esta sea parte del programa o de las prioridades del gobierno.

«El 2011 fue un buen año para CODELCO porque logró generar excedentes por cinco mil trescientos millones de dólares hasta el tercer trimestre del 2011, un 37% más respecto a lo generado en el 2010. La tendencia se mantuvo hasta finales de año. Esto se debió, en parte, al aumento de la producción y a los mayores precios del cobre en el mercado internacional...»

Por otra parte, la inversión en el sector minero estimada para el periodo 2011-2015, tanto privada nacional como extranjera, alcanza montos superiores a los 26,000 millones de dólares. Solo en el 2011 se destinaron alrededor de siete mil millones a proyectos mineros, entre los que destacan los ubicados en la Región de Antofagasta, como el de la ampliación de la mina Collahuasi, operada por las compañías Xstrata y Anglo American.

El 2011 fue un buen año para CODELCO porque logró generar excedentes por cinco mil trescientos millones de dólares hasta el tercer trimestre del 2011, un 37% más respecto a lo generado en el 2010. La tendencia se mantuvo hasta finales de año. Esto se debió, en parte, al aumento de la producción y a los mayores precios del cobre en el mercado internacional, señaló la empresa. Asimismo, logró consolidar sus operaciones en el exterior con buenos resultados en proyectos de exploración en Ecuador, Brasil y Colombia, y, más recientemente, también en El Salvador.

Al mismo tiempo, en el ámbito internacional CODELCO estuvo en el centro de la noticia cuando demandó a la minera inglesa Anglo American acusándola de impedirle ejercer su derecho de compra sobre el 49% de las operaciones de su filial en Chile, Anglo American Sur, propietaria de las minas Los Bronces y El Soldado, así como de otros proyectos mineros. CODELCO había suscrito un acuerdo con la japonesa Mitsui para financiar la compra mediante un crédito de 6,750 millo-

nes de dólares. Esta operación beneficiaba a CODELCO porque tenía la posibilidad de pagar el crédito con la venta de la mitad de lo comprado a Anglo American a un mejor precio y, además, porque el préstamo no comprometía el plan de inversiones de la empresa, ya que se pagaría con los ingresos generados de su participación en Anglo American.

No obstante, Anglo American decidió anticipar la venta de 24.5% de estas operaciones a la japonesa Mitsubishi Corporation, imposibilitando a CODELCO de adquirir el crédito para la compra del 49% de las operaciones como había previsto.

Colombia

Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), las reservas probadas de petróleo alcanzaron los 2 mil millones de barriles en el 2011, debido, principalmente, a la ampliación de los campos en operación, como el de Rubiales, y a nuevos resultados exploratorios en otros campos.

En este escenario, la ANH y la petrolera estatal Ecopetrol acordaron alcanzar una producción record de 1 millón de barriles diarios en el 2011 y producir 1.5 millones de barriles diarios hacia el 2015. Para lograrlo, la ANH firmó, en el 2010, más de setenta contratos de exploración y producción que aseguraban una inversión de mil seiscientos millones de dólares para los próximos cinco años.

De hecho, a mediados del 2011, el Ministerio de Minas y Energía anunció que se alcanzó una producción record de 950 mil barriles diarios. Para el gobierno, esto demostró que era posible llegar a producir el millón de barriles diarios a fines de año.

Cabe señalar que durante el 2011, la petrolera estatal Ecopetrol emitió 1.6% del total de acciones de la compañía, que equivalen a 1,358 millones de dólares. Como se sabe, el Congreso Colombiano autorizó en el 2007 a Ecopetrol emitir acciones hasta por un 20% del accionariado total para obtener recursos que financien los planes de expansión de la petrolera, en tanto que el restante 80% siga en manos del estado. Ese año, Ecopetrol colocó por primera vez acciones hasta por un 10.1% del accionariado total. Por el momento no se ha considerado colocar más acciones puesto que no se requiere con urgencia mayores recursos para la compañía.

Por otro lado, según el Ministerio de Minas y Energía, Colombia registró en el 2011 una inversión total que alcanzó los 12,239 millones de dólares en el sector minero. Este monto supera en más del 30% al monto registrado en el 2010.



Así mismo, la producción de 86 millones de toneladas de carbón en el 2011, ubicó a Colombia como el primer productor de carbón en América Latina y décimo a nivel mundial.

Ecuador

Tras culminar en el 2011 la renegociación de los contratos petroleros con las empresas transnacionales que operan campos petroleros y entrar en vigencia los contratos de servicios, el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables anunció en el mes de marzo una nueva política de impulso a la producción petrolera estatal y privada con el propósito de aumentar la producción diaria de 600 mil barriles de petróleo, superando los 500 mil barriles que produce el país actualmente.

Cabe señalar que las dos terceras partes de la producción de petróleo ecuatoriano están a cargo de las compañías estatales Petroecuador y Petroamazonas, mientras que el otro tercio es operado por compañías transnacionales, tales como la hispano-argentina Repsol YPF y la estatal PDVSA, entre otras.

Como parte de esa nueva política, el gobierno anunció dos rondas de licitaciones de campos petroleros para el 2011. La primera ronda del año se realizó en el mes de junio, mientras que la segunda ronda, prevista para el mes de octubre, todavía no se ha llevado a cabo. En la primera ronda (décima en lo que va del gobierno) se licitó ocho campos marginales; en la segunda (undécima), en cambio, se prevé licitar veintiún bloques petroleros.

Con este nuevo impulso a la producción petrolera se estima una inversión de mil quinientos millones de dólares por parte de Petroecuador y Petroamazonas y, de otro lado, de 450 millones por parte de las transnacionales.

Además, en el mes de noviembre, las petroleras estatales de Ecuador y Venezuela, Petroecuador y PDVSA, firmaron un acuerdo que prevé una inversión conjunta de 1,270 millones de dólares para renovar las operaciones conjuntas en el campo Sacha, ubicado en la amazonia ecuatoriana y considerado el campo petrolero más importante en el país, el cual produce diariamente cincuenta mil barriles de petróleo en promedio.

En cuanto al sector minero, la minería de gran escala continúa abriéndose paso en Ecuador. El gobierno firmó a fines de año la suscripción de un acuerdo preliminar con la empresa canadiense Kinross para la explotación de oro y plata en el yacimiento Fruta



del Norte, considerado el proyecto más grande de explotación de oro en ese país, pues posee reservas de hasta 6.8 millones de onzas de oro y 9.1 millones de onzas de plata. Kinross prevé una producción promedio de 410 mil onzas de oro, que, a precios actuales, generarían recursos por 697 millones de dólares. Para lograrlo, Kinross ha invertido a la fecha 150 millones para las fases exploratorias; se estima que se requerirá una inversión total de unos 1,100 millones.

«...el debate de fondo, tanto en México como en España, fue acerca de los objetivos de PEMEX detrás de esta decisión. Porque, ciertamente, llama la atención que PEMEX (...) adquiriera una participación interesante en REPSOL, una empresa española ahora privada con una posición estratégica en Latinoamérica»

México

En setiembre, la estatal Petróleos de México (PEMEX) y la proveedora de servicios y constructora española Sacyr sorprendieron al sector financiero español e internacional cuando conformaron una alianza para adquirir casi el 30% de las acciones de la petrolera española Repsol.

Antes de conformar la alianza, Sacyr era dueña del 20% de las acciones de Repsol, mientras que PEMEX solo poseía el 4.8%. Esta situación cambió luego de que PEMEX decidiera comprar acciones hasta por un 9.8%. La alianza entre PEMEX y Sacyr significó la suma de las acciones de ambas empresas, casi el 30% de Repsol, lo que les permitía tomar decisiones dentro de Repsol, si se ponían de acuerdo y votaban en bloque.

El anuncio generó un debate sobre la manera como fue tomada la decisión de compra, arguyendo los críticos de la misma que fue hecha sin consultarla con el Comité de Estrategia e Inversiones de la empresa según las normas de la compañía.

Sin embargo, el debate de fondo, tanto en México como en España, fue acerca de los objetivos de PEMEX detrás de esta decisión. Porque, ciertamente, llama la atención que PEMEX —que es una empresa estatal monopólica en México— adquiriera una participación interesante en REPSOL, una empresa española ahora privada con una posición estratégica en Latinoamérica.

Según PEMEX, el propósito fue consolidar la participación de la petrolera en el Consejo de REPSOL, pues ya siendo accionista de la misma, convenía tener la cantidad suficiente de acciones como para obtener derecho a un asiento en el Directorio de la misma y participar en las decisiones de la empresa, cautelando así su inversión. Pero, tanto en España como en México, se comenta que la intención de PEMEX es desarrollar nuevas capacidades en exploración para ingresar a nuevas áreas y exportar crudos a nuevos mercados.

En efecto, PEMEX —que se encuentra en medio de un plan de reestructuración que se inició en mayo del 2011— estaría interesada en aprovechar el potencial y la experiencia de Repsol en el negocio petrolero con el objetivo de modernizarse siguiendo modelos de apertura al capital privado como el de Petrobras en Brasil o Ecopetrol en Colombia, en los que el estado mantiene el control de la empresa pero cuenta con capitales privados para financiar nuevas tecnologías que le permitirían ganar rentabilidad y eficiencia, solo que sin perder su carácter estatal.

De hecho, después de haber mantenido durante ochenta años la totalidad de la producción petrolera, PEMEX ha tenido que adjudicar contratos de exploración y explotación a compañías privadas, debido a que no cuenta con las nuevas tecnologías para aumentar la producción en los pozos históricos ahora con producción decreciente (como en el caso del yacimiento Cantarell, en Tabasco) ni tampoco para ingresar a hacer exploración en aguas profundas del Golfo de México. Es importante anotar que Repsol ya viene explotando petróleo en yacimientos *offshore* con características similares, por lo que tiene la experiencia que PEMEX ahora necesita.

Por el lado español, la reacción de Repsol fue muy dura, pues su Presidente, Antonio Brufau, calificó la compra accionaria de PEMEX como un «asalto» a Repsol.

A fines de año, no obstante, Sacyr tuvo que vender sus acciones a Repsol debido a las deudas que mantenía con la petrolera española. Por ello, la alianza entre PEMEX y Sacyr se disolvió. Ya en diciembre, PEMEX y Repsol firmaron un acuerdo de entendimiento para «normalizar las relaciones» entre ambas petroleras.

En el terreno de la minería, México se situó como el cuarto receptor de inversiones internacionales a nivel mundial, con inversiones que alcanzaron los 4,731 millones de dólares, los cuales se destinaron a proyectos de exploración, planes de ampliación y adquisición de equipos principalmente. Sin embargo, el incremento de las inversiones vino de la mano con un incremento de los conflictos con las poblaciones locales, muchas de ellas rurales e indígenas, por los impactos ambientales y sociales de las actividades de exploración y extracción.

En respuesta, el Congreso ha iniciado el debate sobre una Ley de Consulta, para hacer operativa la implementación del Convenio 169 de la OIT ratificado en 1990. Pero, pese a que desde diciembre del 2010 a mayo del 2011 se ha discutido la integración de ese derecho a la legislación mexicana, los resultados no han sido alentadores, lo que estaría revelando resistencias y tensiones políticas frente al re-



conocimiento de este derecho. En respuesta, movimientos indígenas y activistas de la sociedad civil han solicitado a la Comisión Interamericana de Derechos Humanos (CIDH) que se encargue de presidir una mesa de trabajo para adecuar la Ley de la Consulta Previa a la legislación mexicana en la que participe el estado y los representantes de las comunidades indígenas.

Perú

La nueva directiva de la petrolera estatal Petroperú prevé en los próximos cinco años llevar a cabo un conjunto de medidas para modernizar la compañía, con el objetivo de fortalecer su presencia en el sector.

Entre las medidas anunciadas destaca el retorno de Petroperú al «esquema de integración vertical», es decir, volver a explorar y explotar petróleo (como Petrobras de Brasil o Ecopetrol de Colombia), pues actualmente la petrolera peruana solo participa en actividades de refinamiento, transporte y distribución de combustibles. Otras medidas de importancia son la modernización de la Refinaría de Talara y la repotenciación de la actividad de comercialización de gas licuado de petróleo (GLP).

En lo que respecta al sector minero, el interés de empresas privadas peruanas y extranjeras así como empresas públicas de América Latina y de fuera de la región, de invertir en nuevos proyectos creció significativamente. En este sentido, el Ministerio de Energía y Minas señaló que la cartera de nuevas inversiones en minería entre el 2011 y el 2016 superaba los 45 mil millones de dólares.

Sin embargo, muchas de las nuevas inversiones en el sector se han visto enfrentadas a fuertes conflictos sociales con las poblaciones locales que se oponen a estas actividades, pues temen sufrir impactos sociales y ambientales negativos. Según los datos de la Defensoría del Pueblo, de 200 conflictos que se registran al mes en promedio, más de la mitad están relacionados con la presencia de las actividades mineras y petroleras. Más adelante profundizaremos sobre este tema.

Las empresas también participaron en una negociación con el gobierno para incrementar sus aportes al fisco peruano. El acuerdo incluye una modificación en las tasas de las regalías, un gravamen voluntario para las empresas con convenios de estabilidad tributaria y un impuesto extraordinario para las que no tienen estos convenios. El aporte total estimado es de poco más de un millón de dólares anuales, pero estos aportes pasan a ser considerados costos descontables del Impuesto a la Renta y, además, se pone fin al anterior Programa Minero de Solidaridad con el Pueblo. El aporte adicional

«La nueva directiva de la petrolera estatal Petroperú prevé en los próximos cinco años llevar a cabo un conjunto de medidas para modernizar la compañía, con el objetivo de fortalecer su presencia en el sector»

neto será entonces bastante menor que el anunciado y está destinado al gobierno central y no a las regiones, con lo que se tiene, también, una recentralización del aporte fiscal de las extractivas.

Por último, tras la aprobación por el Congreso, el Ejecutivo promulgó una Ley de Consulta que busca hacer posible la implementación del Convenio 169 de la OIT. Promulgada la Ley, el gobierno inició un proceso para la elaboración de su Reglamento, que contará con la participación de las comunidades indígenas.

Venezuela

«...el Ministerio de Energía y Petróleo anunció que Venezuela alcanzaba un volumen de reservas certificadas de 297 mil millones de barriles de petróleo. Dichas reservas convertían al país en uno de los mayores depósitos de crudo a nivel mundial...»

A inicios de año, el Ministerio de Energía y Petróleo anunció que Venezuela alcanzaba un volumen de reservas certificadas de 297 mil millones de barriles de petróleo. Dichas reservas convertían al país en uno de los mayores depósitos de crudo a nivel mundial. No obstante, el 70% de las reservas provienen de la Faja del Orinoco, una zona rica en hidrocarburos al este de Venezuela, pero que requería de mayores montos de inversión para la extracción y el refinamiento del crudo pesado que posee.

Por ello, la petrolera estatal Petróleos de Venezuela (PDVSA) anunció inversiones por doce mil millones para desarrollar proyectos petroleros conjuntos con petroleras privadas y estatales extranjeras en esta zona durante el 2011, los cuales permitirán aumentar la producción nacional de petróleo de tres millones de barriles diarios a cuatro millones.

Así mismo, de acuerdo al Plan de Inversiones de PDVSA para el periodo 2011-2015, la petrolera estatal prevé invertir un monto total de 147 mil millones de dólares, de los cuales se destinará un 21% a actividades exploratorias y de producción, 26% a la Faja del Orinoco, 20% a la producción de gas, 13% en refinación nacional y 6% en refinación internacional, entre otros.

De otro lado, en el mes de diciembre, PDVSA suscribió con la petrolera italiana ENI y la española argentina Repsol YPF un acuerdo para desarrollar el yacimiento gasífero denominado Perla 1, situado en las costas occidentales venezolanas y considerado uno de los mayores del mundo, pues posee reservas certificadas por ocho trillones de pies cúbicos de gas. El acuerdo establece que las petroleras operan el pozo a través de una empresa conjunta en la que PDVSA tiene una participación accionaria de 35%, mientras que Repsol y ENI 32.5% cada una.

Sin embargo, pese a estos optimistas anuncios respecto de nuevas inversiones, la situación financiera de PDVSA en los últimos años ha

sido bastante complicada. Por ejemplo, solo en el 2011 PDVSA se endeudó con sus socios hasta por once millones de dólares por préstamos para financiar proyectos bilaterales en la Faja del Orinoco. Así mismo, PDVSA ha necesitado cada vez más mayores recursos para cubrir sus gastos y compromisos, entre los que se incluye programas sociales del gobierno, indemnizaciones a empresas nacionalizadas, pasivos laborales, etc. Basta notar que desde el 2007 a la fecha, estos han sido costeados con fondos provenientes del Tesoro Nacional, del Banco Central, del Banco de Venezuela y otros entes oficiales, los cuales suman alrededor de cuarenta mil millones de dólares. Además, otro de los temas que más preocupa a los analistas petroleros venezolanos es la venta anticipada de petróleo a China, a cambio de mayores financiamientos que comprometen la producción de petróleo exportable.

Es más, en el mes de diciembre, PDVSA recibió un crédito de un banco chino que le permitirá asegurar su participación en un proyecto conjunto con Petrobras, que consiste en la construcción de una planta refinadora Abreu e Lima, en el Estado de Pernambuco, Brasil. Hasta el momento la refinería no ha alcanzado su plena producción, que fue el objetivo planteado en el 2011, y por ello Petrobras optó por continuar con el proyecto con o sin la participación de PDVSA.



2. Conflictos sociales

Como se ha señalado más arriba, la alta demanda y los altos precios de los minerales, el petróleo y el gas en el mercado regional e internacional han estimulado un nuevo ciclo de inversiones en exploración y extracción de recursos naturales no renovables.

Esta expansión de las actividades extractivas ha estado acompañada de una serie de conflictos sociales y ambientales, en los que los pobladores de las comunidades aledañas a los proyectos demandan la suspensión o cancelación de los mismos, o bien negocian fuertemente las condiciones de su presencia, reclamando compensaciones a los daños causados o esperados.

Las comunidades y los pobladores real o potencialmente impactados por la actividad minera e hidrocarburífera sostienen que estas actividades acaparan y/o contaminan recursos preciados como el agua y los suelos, necesarios para desarrollar actividades económicas tradicionales como la agricultura y la ganadería. En algunos casos, la queja incluye impactos negativos directos en la salud de las comunidades.

A continuación presentamos una breve reseña de los principales conflictos del 2011.

Perú, Arequipa

Tía María es un proyecto cuprífero de la empresa minera Souther Copper Corporation y está ubicado en la Provincia de Islay, en la Región de Arequipa. Consiste en la explotación de 120 mil toneladas de cobre anuales durante veinte años y que generará ingresos de alrededor de cuatrocientos millones de soles al año.

A pesar de los potenciales beneficios económicos, la población de Islay no estuvo de acuerdo con el proyecto porque consideró que la extracción de cobre a tajo abierto consumiría el agua que actualmente se dedica a la agricultura y, además, que contaminaría la tierra y el agua de la zona del Valle del Tambo, perjudicando a las comunidades de la zona alta y a los agricultores de las zonas media y baja.

La oposición de la población a la actividad minera no era reciente. Durante el 2010 se habían realizado dos procesos de consulta popular en diferentes distritos de la provincia de Islay, con contundentes resultados en contra de la actividad minera. Pero estas consultas no fueron reconocidas como vinculantes por el estado ni tomados en cuenta por la empresa.

En estas circunstancias, desconociendo los resultados adversos de las consultas populares realizadas, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) aprobó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto ese mismo año; con ello, además, puso en marcha su ejecución. En respuesta, la población de Islay decidió ir a una huelga, demandando la cancelación definitiva del proyecto y de cualquier otro en la zona.

Finalmente, el Frente de Defensa del Valle del Tambo (FDVT) logró apoyar sus demandas en los resultados de un Informe Técnico de la Oficina de las Naciones Unidas de Servicios para Proyectos (UNOPS), el cual produjo más de 130 observaciones al EIA del proyecto Tía María. El informe de la UNOPS no sólo halló deficiencias socio-ambientales en el EIA que presentó Southern, sino que también resaltó la falta de diálogo entre a) la compañía minera, b) las comunidades campesinas y los agricultores del valle y c) las autoridades del estado.

Ante la gravedad de las protestas —que se iniciaron en el 2010 y que continuaron durante el 2011, costando la muerte de cuatro pobladores— y basándose en el informe de la UNOPS, el MEM, los di-



rigentes del FDVT y el Presidente Regional de Arequipa, reunidos de emergencia en Lima, anunciaron en abril del 2011 la nulidad del EIA del proyecto Tía María y, por tanto, la suspensión del proyecto.

Cabe señalar que la empresa Southern Copper busca reactivar el proyecto Tía María. Para lograrlo, ha iniciado la elaboración de un nuevo EIA, dando respuestas a las observaciones hechas al EIA anterior. Southern espera el visto bueno del actual gobierno al nuevo EIA para que pueda iniciar sus operaciones en el 2013.

Perú, Puno

Santa Ana es un proyecto minero de la empresa canadiense Bear Creek Mining Company y está ubicado en la Provincia de Chucuito, en la Región de Puno, cuya población es casi totalmente aymara. La que en un principio era una protesta en contra de la presencia de este proyecto minero en la zona por temor a la contaminación de las fuentes de agua, rápidamente se convirtió, desde marzo del 2011, en una huelga indefinida en el sur aymara de Puno, en rechazo a cualquier actividad minera en esa parte de la región.

Los ministros de estado en representación del Ejecutivo se reunieron en Lima con las autoridades de Puno para buscar soluciones al conflicto. Luego de la reunión que sostuvieron ambas partes, el gobierno anunció en mayo que se había alcanzado un acuerdo que incluía la suspensión por un año de nuevas concesiones mineras y la consulta previa a las comunidades para poner en marcha la operación de la minera Santa Ana.

No obstante los acuerdos logrados entre las autoridades de Puno y el gobierno, más de diez mil manifestantes continuaron con la protesta exigiendo la anulación definitiva de todas las concesiones mineras y petroleras en la región. Debido a las protestas, el gobierno decidió cancelar tanto la concesión de Santa Ana otorgada a la empresa Bear Creek, como otra que se ubicaba en el Cerro Kaphia, considerado sagrado por los pobladores locales.

Frente a este hecho, Bear Creek decidió interponer recursos legales para intentar recuperar las concesiones que le fueron derogadas «de manera ilegal y sin ningún fundamento», aduciendo que el estado peruano no ha respetado los derechos que le fueron otorgados a la empresa en el 2007, los cuales le permite explotar minerales en la zona. Bear Creek incluso recurrió al Tratado de Libre Comercio suscrito entre Perú y Canadá para preservar las inversiones realizadas y continuar con el proyecto.

«Los ministros de estado (...) se reunieron en Lima con las autoridades de Puno para buscar soluciones al conflicto. (...) el gobierno anunció en mayo que se había alcanzado un acuerdo que incluía la suspensión por un año de nuevas concesiones mineras y la consulta previa a las comunidades para poner en marcha la operación de la minera Santa Ana»

Perú, Cajamarca

El proyecto minero Conga se ubica en las provincias de Cajamarca y Celendín en el Departamento de Cajamarca. Conga es desarrollado por la empresa Yanacocha, conformada por la estadounidense Newmont Mining Corporation y la peruana Compañía de Minas Buenaventura. Prevé una inversión de cuatro mil ochocientos millones de dólares para la explotación de oro y cobre en la zona, la mayor inversión minera en el Perú a la fecha. Cabe señalar que el proyecto Conga presentó y obtuvo la aprobación de su EIA de parte del Ministerio de Energía y Minas en el año 2010, todavía con el anterior gobierno.

Los pobladores de los distritos inmediatamente afectados de las provincias de Celendín y Cajamarca denunciaron que las operaciones previas de la empresa Yanacocha en la provincia de Cajamarca han desaparecido manantiales y humedales, afectando las fuentes de agua en el lugar, y que el Proyecto Conga desaparecería cuatro lagunas —dos de ellas para ser usadas como botaderos— anunciando su frontal oposición al inicio de las actividades de mina Conga.

«Los pobladores de los distritos inmediatamente afectados de las provincias de Celendín y Cajamarca denunciaron que las operaciones previas de la empresa Yanacocha en la provincia de Cajamarca han desaparecido manantiales y humedales, afectando las fuentes de agua en el lugar, y que el Proyecto Conga desaparecería cuatro lagunas (...) anunciando su frontal oposición al inicio de las actividades de mina Conga»

Efectivamente, al momento de iniciarse el proyecto —luego de la inauguración del nuevo gobierno y de la negociación con las empresas mineras de aportes adicionales estimados oficialmente en tres mil millones de soles—, los pobladores locales rodearon las lagunas e impidieron el movimiento de las maquinarias. A la resistencia social de los locales y los alcaldes distritales, se sumó después la oposición frontal del Gobierno Regional de Cajamarca.

Frente a esta situación y a la amenaza de una escalada de violencia en la zona, el gobierno central logró que la empresa Yanacocha suspendiese temporalmente el proyecto y anunció la apertura de un diálogo con las autoridades regionales y locales. Por su lado, las autoridades y los líderes sociales regionales y locales pidieron, no la suspensión, sino la cancelación definitiva del proyecto.

En este escenario, se produjo a) una fallida negociación de las autoridades regionales y locales con el Primer Ministro en la ciudad de Cajamarca, b) una visita de tres Ministros de Estado al lugar de los hechos, c) un análisis preliminar, pero bastante crítico, por parte del Ministerio del Ambiente del EIA aprobado antes por Ministerio de Energía y Minas, d) una crisis de gobierno con caída y reemplazo del Primer Ministro y, finalmente, e) la decisión de convocar a peritos internacionales para hacer recomendaciones al EIA del proyecto para mejorar su implementación.

Todo esto en medio de una polarización de posiciones que no parecen tener punto intermedio de conciliación. Por un lado, «Conga No Va», dicen líderes sociales y autoridades regionales y locales en Cajamarca y anuncian que su visión es la de una Cajamarca Post Minera. Por otro lado, «Conga Va», pues «Conga garantiza la gran transformación», dicen el nuevo Primer Ministro Óscar Valdés y el Presidente Ollanta Humala. Así, mientras los cajamarquinos organizaban una Marcha Nacional por el Agua y el gobierno central disponía el inicio del anunciado peritaje, el 2011 terminó en una tensa calma para Cajamarca.

En abril del 2012, los tres peritos internacionales contratados por el estado peruano para analizar el EIA del proyecto minero Conga, presentaron su reporte, que analiza, por un lado, la calidad y la cantidad de las aguas subterráneas y superficiales disponibles y, por otro, el impacto de la actividad minera en el eventual caso de que se ejecute el proyecto Conga. El estudio también contiene propuestas técnicas de modificación a lo propuesto por el Consorcio Yanacocha en el EIA, principalmente la posibilidad de proteger dos de las cuatro lagunas amenazadas y aumentar la oferta de agua para un sector más amplio de la población. Posteriormente, el Presidente Ollanta Humala anunciaba, en un Mensaje a la Nación, la decisión de apoyar la ejecución del proyecto Conga, pero sujeto a las recomendaciones y exigencias extraídas del estudio pericial.

Bolivia, TIPNIS

El Presidente de Bolivia, Evo Morales, y su homólogo brasileño, Luiz Inácio Lula da Silva, firmaron en agosto del 2009 el acuerdo de financiamiento para la construcción de la carretera Villa Tunari-San Ignacio de Moxos, cuyo trazado atraviesa parte del Territorio Indígena y Parque Nacional Isiboro Sécure (TIPNIS).

La construcción de esta carretera no solo significa una obra de infraestructura de gran escala en un territorio de alta biodiversidad, sino que permitiría la entrada de actividades económicas a esta área, incluyendo la siembra de hoja de coca y actividades extractivas tanto forestales como de petróleo.

Los grupos indígenas que habitan en el TIPNIS se manifestaron en contra de la construcción de la carretera e iniciaron en agosto del 2011 —con apoyo de las organizaciones indígenas regionales y nacionales— una marcha hacia la ciudad de La Paz para hacer oír sus demandas y advertir de las consecuencias que esta obra tendría sobre la biodiversidad del parque y las poblaciones indígenas originarias que ahí habitan.



El intento de los indígenas de llegar a la capital boliviana fue contenido por la policía, que momentáneamente logró paralizar la protesta a mediados de setiembre. No obstante, la marcha se reinició con muchas muestras de solidaridad ya no solamente indígena.

En respuesta, Evo Morales autorizó a las fuerzas militares a intervenir en el conflicto y detener a los marchantes, dando inicio a una de las peores crisis políticas del gobierno actual, que reveló una ruptura entre el gobierno y una parte de su base social mayoritariamente indígena.

Los métodos violentos de represión utilizados, la denuncia de personas desaparecidas y el fallecimiento de un menor hicieron que varios funcionarios del gobierno, entre ellos la renunciante Ministra de Defensa y el Defensor del Pueblo, censuran la manera como el gobierno buscaba «solucionar» el conflicto.

Frente a estos hechos, el gobierno decidió paralizar temporalmente la construcción de la carretera y promulgó una ley de protección e intangibilidad del TIPNIS. Sin embargo, y ante presiones de otros sectores sociales como los cocaleros del Chapare, posteriormente emitió otra ley con el objeto de establecer un proceso de consulta previa en los departamentos de Cochabamba y Beni que permita dar paso a la construcción de la carretera. Actualmente, los indígenas del TIPNIS insisten en la cancelación definitiva del proyecto. Se vienen, pues, tiempos difíciles en la zona.

Ecuador, Zamora Chinchipe

El gobierno de Rafael Correa anunció la suscripción de un acuerdo preliminar con la empresa minera canadiense Kinross para la explotación de oro y plata en el yacimiento Fruta del Norte (FDN), ubicado en la provincia Zamora Chinchipe, al sureste de Ecuador.

Se trata de uno de los proyectos más grandes de explotación aurífera en ese país, un yacimiento de 6,8 millones de onzas de oro, que producirán 410,000 onzas anuales, para generar ingresos por 697 millones de dólares.

El acuerdo ha sido suscrito en el marco de la nueva política gubernamental de expansión de la minería de gran escala en el país. En ese contexto, el gobierno prevé llegar también a acuerdos con otras compañías para poner en marcha tres proyectos mineros más y que son considerados estratégicos: Mirador (Ecuacorriente), Río Blanco (International Mining Corporation) y Quimsacocha (IamGold).

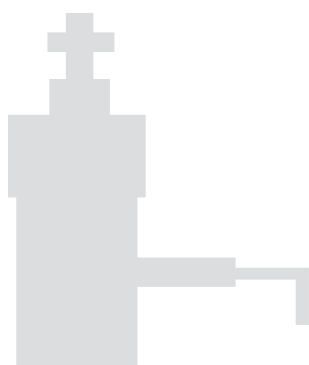
«...ante presiones de otros sectores sociales (...) posteriormente emitió otra ley con el objeto de establecer un proceso de consulta previa en los departamentos de Cochabamba y Beni que permita dar paso a la construcción de la carretera...»

En medio del despegue de la gran minería y el entusiasmo del sector empresarial, diversos colectivos indígenas, ecologistas y ambientalistas vienen reclamando al estado ecuatoriano la realización de procesos de consulta popular para que la población decida si acepta o no el desarrollo de estos proyectos, pues, como en el caso de las comunidades indígenas de Zamora Chinchipe, estas se oponen la minería en la zona por sus posibles impactos en las fuentes de agua disponibles y en la salud de los pobladores.

Así, por ejemplo, Humberto Cholango, Presidente de la Confederación de Nacionalidades Indígenas de Ecuador (CONAIE), entre los que se encuentran comunidades de Zamora Chinchipe, ha manifestado su oposición al proyecto FDN y, en contrapartida, reclama una ley que obligue al gobierno a consultar a los pobladores sobre la puesta en marcha de estos proyectos.

El estado ecuatoriano, por su parte, ha optado por criminalizar y reprimir las protestas y manifestaciones indígenas que se oponen al proyecto FDN y a otros proyectos. Es más, el Presidente Correa ha señalado que con una explotación minera responsable es posible salir del subdesarrollo y terminar con la pobreza en su país. Por tanto, ha cuestionado a quienes se oponen a la actividad minera y, en cambio, asegura que utilizará todo el poder del estado para defender el medio ambiente de la minería informal e irresponsable.

Cabe señalar que, finalmente, en marzo del 2012 el gobierno ecuatoriano suscribió lo que sería el primer contrato de explotación minera a gran escala con la compañía minera Ecuacorriente (ECSA) para llevar a cabo el proyecto Mirador, que prevé la explotación de cobre, oro y plata en la provincia de Zamora Chinchipe. Diversas organizaciones sociales, comunidades indígenas y autoridades locales se organizaron alrededor de lo que denominaron Marcha por la Defensa del Agua y de la Vida para hacer llegar sus demandas al gobierno. Más de quince mil marchistas lograron avanzar entre varias comunidades al interior del país, protestando tanto por los impactos de la actividad minera como por lo perjudicial del proyecto para sus habitantes.



3. Los subsidios a los combustibles

Los subsidios a la gasolina y el diesel son pagos hechos por los gobiernos a los productores de derivados de petróleo para que estos productos puedan ser vendidos en el mercado nacional por debajo de su precio en el mercado internacional. En ese sentido, los subsi-

dios forman parte de políticas energéticas de estado que buscan garantizar un acceso más equitativo al consumo de combustibles.

Sin embargo, la significativa cantidad de recursos públicos que se destinan a estos subsidios está deteriorando las finanzas públicas de varios países de la región, como Bolivia, Ecuador, Perú y Argentina, debido a su condición de importadores netos de combustibles.

En el 2011, en respuesta, los gobiernos de Bolivia y Ecuador anunciaron cambios a la actual estructura de subsidios en sus respectivos países, apuntando a disminuir los niveles de los actuales subsidios a los productos derivados de petróleo, los cuales importan, como la gasolina y el diesel.

¿Qué ocurre?

Pese a que Bolivia es un país exportador de gas, a) el contrabando de combustibles hacia los países vecinos, b) la disminución de las inversiones por falta de incentivos a los privados y c) la falta de capacidad técnica y financiera de YPF para invertir en exploración, extracción y procesamientos de los derivados de petróleo, han disminuido la oferta de combustibles para el consumo local.

De manera similar, en Ecuador, país exportador de petróleo crudo y miembro de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), las petroleras estatales como Petroamazonas y Petroecuador, tampoco poseen la capacidad para refinar, ni la tecnología necesaria para procesar todo el crudo que producen y, así, abastecer la demanda del mercado interno.

Por tanto, en ambos casos la oferta disponible no satisface la demanda del mercado local y, en consecuencia, los gobiernos optan por importar los derivados a precio internacional y ponerlos a la venta en el mercado local a precios subsidiados.

Eliminar, reducir y focalizar

A fines del 2010, el gobierno de Bolivia emitió un decreto que determinaba un incremento de 73% en el precio de la gasolina y de 83% en el del diesel. La medida fue llamada «Gasolinazo». Así mismo en Ecuador, el Presidente Rafael Correa anunciaba un «análisis profundo» de los subsidios a los combustibles para focalizarlos hacia las familias que más lo necesiten.

Como era de esperarse, las iniciativas para modificar los subsidios a los combustibles, ya sea recortándolos o eliminándolos, no fueron



bien recibidas por los consumidores, pues no solo aumentan el precio de los combustibles, sino también los de todo los bienes y servicios que consumen energía en su producción o transporte. Por tanto, hay un impacto negativo directo en los bolsillos, no solamente de los transportistas u otros usuarios directos del combustible, sino en los bolsillos de la población en general.

En Bolivia, la población en general se movilizó contra el decreto que establecía la eliminación de los subsidios a los combustibles. Esta amplia movilización de distintos sectores sociales —que, además, contaba con un amplio respaldo de la opinión pública— logró hacer que el gobierno derogue el decreto tan solo seis días después de su aprobación.

Los sucesos en Bolivia influyeron para que el gobierno de Correa, en Ecuador, postergara similar iniciativa. En efecto, el Director Nacional del Servicio de Rentas Internas (SRI), Carlos Marx, señaló que «la eliminación del subsidio siempre enfrenta dificultades políticas». El gobierno del Presidente Rafael Correa optó, en cambio, por llevar adelante estudios que determinen qué mecanismos pueden ser útiles para eliminar el contrabando y reducir el uso indiscriminado del combustible subsidiado.

«En Bolivia, la población en general se movilizó contra el decreto que establecía la eliminación de los subsidios a los combustibles. Esta amplia movilización de distintos sectores sociales (...) logró hacer que el gobierno derogue el decreto tan solo seis días después de su aprobación»

¿Cuánto se gasta?

En Bolivia, en los últimos seis años, el estado ha gastado más de 2,200 millones de dólares en subsidios, pasando de ciento ochenta millones en el 2005 a 666 millones en el 2011. Según estimaciones del Ministerio de Economía, en el 2012 serán necesarios más de setecientos millones para cubrir las subvenciones programadas. En palabras del Presidente Evo Morales: «El país sufre un desangramiento económico por la subvención de los combustibles».

De la misma manera, la subvención de los combustibles en Ecuador es, para el presupuesto fiscal, una carga que se hace cada vez más pesada y difícil de soportar. El estado ecuatoriano destinó 6,400 millones de dólares entre el 2007 y el 2010, mientras que solamente en el 2011 el gasto fue de 2,570 millones. Se prevé que el monto sea todavía mayor para el 2012, de alrededor de tres mil millones.

En términos del Producto Bruto Interno (PBI), ambos países destinarán, el próximo año, alrededor del 4% de su PBI a la subvención de combustibles.

¿Quiénes se benefician?

Los subsidios benefician a los consumidores de menos recursos manteniendo los precios de los combustibles bajos para no afectar los costos del transporte ni encarecer el costo de vida. No obstante, buena parte de los recursos destinados a subvencionar los productos derivados de petróleo terminan beneficiando también a sectores de la sociedad que podrían prescindir del subsidio, como en el caso del combustible para uso vehicular particular, industrial, comercial y de usuarios residenciales.

Además, parte importante de este combustible subsidiado es contrabandeadado a países vecinos, los que terminan siendo beneficiarios de los subsidios. Así, por ejemplo, según el Ministerio de Economía de Bolivia, de los 666 millones de dólares que el Tesoro General de la Nación destinó a las subvenciones, un enorme 60% fue desviado al contrabando hacia los países vecinos, en donde —sin subsidios— los precios de los combustibles son más elevados.

Las salidas

Cualquier medida por la que opten los gobiernos de Bolivia y Ecuador respecto a los subsidios, no solo será una decisión económica, sino también política, pues será sensible a los bolsillos de los ciudadanos y, por tanto, corre el riesgo de ser rechazada en medio de manifestaciones de protesta.

El Presidente de Bolivia, Evo Morales, ha optado por convocar a las distintas organizaciones sociales para elaborar un plan de desarrollo nacional con el objetivo de optimizar las inversiones y la explotación de recursos naturales en beneficio del país. Se pretende que el plan incluya también acuerdos para nivelar gradualmente los precios de los combustibles. A la fecha, los convocados no han aceptado ninguna de las alternativas dadas por el gobierno para disminuir la subvención.

En Ecuador, el Presidente Rafael Correa, en cambio, anunció a fines del 2011 la eliminación del subsidio a los combustibles de transporte aéreo a partir de enero del 2012. De acuerdo con el mandatario, la eliminación de este subsidio significa para el estado ecuatoriano un ahorro de más de noventa millones de dólares al año. Con esta medida, el gobierno ecuatoriano empezó a corregir las que considera distorsiones en la entrega de los subsidios que no benefician a la población de menores recursos, pues a los servicios de transporte aéreo acceden principalmente sectores empresariales y de las clases medias.

«Los subsidios benefician a los consumidores de menos recursos manteniendo los precios de los combustibles bajos para no afectar los costos del transporte ni encarecer el costo de vida...»

4. La presencia de China en el sector extractivo de América Latina

El surgimiento de China como potencia económica y política ha sido uno de los acontecimientos más importantes en los últimos tiempos. En términos económicos, China ha aumentado su capacidad de demanda y ha expandido sus inversiones en diversos países y regiones, asumiendo un rol fundamental en la economía internacional. En la actualidad, China es la segunda economía mundial y el mayor exportador de bienes del mundo.

En este proceso, la economía China se ha consolidado como consumidora de recursos naturales no renovables, los cuales han jugado un rol fundamental en el crecimiento y desarrollo del país asiático y en la definición de sus relaciones con el resto del mundo, particularmente con los países ricos en materias primas, a los que China compra en una gran cantidad de minerales, como el cobre y el hierro, y también petróleo. De hecho, durante el periodo 2000-2009, China fue responsable del 46% del incremento en el consumo mundial de petróleo, del 72% del de acero y del 170% del de cobre (CEPAL, 2011).²

Según el informe de CEPAL difundido en mayo del 2011, el sector con mayor recepción de inversión extranjera directa (IED) china en América Latina durante el 2010 fue el de los recursos naturales con 43%. El sector en el que se han concentrado las mayores inversiones chinas durante el 2010, según país, ha sido el de hidrocarburos en Ecuador, Perú y Venezuela, en una primera etapa; posteriormente, han seguido Brasil y Argentina. En cuanto a minería, los destinos fueron Perú y Brasil. En ese año, las inversiones chinas en la región superaron los quince mil millones de dólares, gran parte de los cuales (90%) se destinó a la extracción de recursos naturales. Esta tendencia se ha mantenido durante el 2011.

En el 2011, el dinamismo económico chino mantuvo la demanda en el área de los recursos naturales e importantes flujos de inversión fueron destinados hacia América Latina, sobre todo hacia los países que basan sus economías en la explotación de minerales e hidrocarburos.

En términos de demanda, China importa alrededor del 20% del petróleo venezolano y 14% del petróleo brasilero, precisamente porque Venezuela y Brasil son sus principales abastecedores en la región. En el caso de minerales, por un lado, China importó el año pasado casi 11 millones de toneladas métricas mensuales de mineral de hierro proveniente de Brasil y, por otro, se abasteció del 20% de la producción de cobre proveniente de Chile.



2 Cfr. *La inversión extranjera directa en América Latina y el Caribe 2011*. Santiago de Chile: Centro Económico para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2011.

Brasil

Mediante las productoras de hierro más grandes del mundo, como son la brasilera Vale do Rio Doce y las australianas BHP Billinton y Rio Tinto, Brasil y Australia siguen siendo los principales abastecedores de China. Más del 60% de los requerimientos de hierro por parte de China provienen de ambos países, pese a que en el 2011 esta ha diversificado sus requerimientos y ha puesto la mira en Sudáfrica y otros países productores.

En el 2011, China importó más de 600 millones de toneladas métricas de hierro; de ellas, más de 130 millones provenían de Brasil. Para cumplir con un ritmo de exportación de aproximadamente 11 millones de toneladas mensuales, Vale ha hecho significativas inversiones en la producción y el transporte de este mineral con el propósito de abaratar los costes de los envíos a China. Dichas inversiones superan los setecientos millones de dólares.

Las relaciones comerciales entre Brasil y China continúan creciendo. Ahora, este interés se ha extendido al sector petrolero, luego del descubrimiento de las reservas de petróleo y gas en la zona de Pre-sal

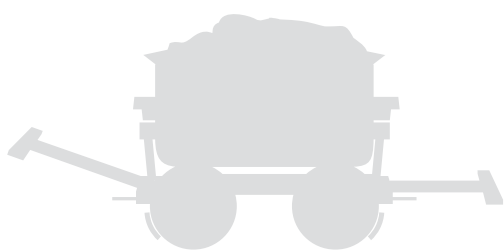
Chile

China es el principal destino de las exportaciones de cobre chileno. A mediados de año, y tras la visita del vicepresidente chino, Xi Jinping, al país del sur, el gobierno chileno anunció la firma de un acuerdo de cooperación estratégica entre la minera estatal CODELCO, la mayor productora mundial de cobre, y la estatal china Minmetals. Este acuerdo de cooperación estratégica prevé un mayor acercamiento entre ambas mineras para garantizar y potenciar el suministro de cobre chileno a Minmetals, el principal consumidor de este mineral a nivel mundial.

Perú

En el 2011, tres empresas estatales chinas manifestaron su interés por desarrollar proyectos de gas, petróleo y petroquímica en el país. Se trata de la Corporación Nacional del Petróleo de China (CNPC), Corporación del Petróleo Costero de China (CNOOC) y Petroquímica de China (Sinopec). Cabe señalar que actualmente CNPC opera en el Lote VII/VI ubicado en la cuenca de Talara, en la costa norte del país, a través de su filial Sapet Development

En el sector minero, China destinó significativas inversiones durante el 2011. Los principales proyectos mineros chinos en el país superan los once millones de dólares, entre los que destacan los proyectos



cupríferos Toromocho y El Galeno, que son operados por las estatales Chinalco y Minmetals.

El proyecto Toromocho, ubicado en el departamento de Junín, espera producir anualmente 250,000 toneladas de cobre (casi la cuarta parte de la producción total actual del país), además de molibdeno y plata. El proyecto El Galeno, ubicado en Cajamarca, que estaría listo y produciendo en el 2014, espera producir 140 mil toneladas de cobre por año.

«Debido a los últimos acontecimientos y conflictos en torno a las inversiones chinas en minería, y al sector minero en general, las autoridades peruanas han señalado que los inversionistas chinos miran con prudencia la posibilidad de continuar ampliando sus inversiones en el país...»

Otras empresas chinas con inversiones importantes en Perú son las siderúrgicas estatales Shougang y Zijin. La primera realiza actividades en el departamento de Ica y, pese al conflicto laboral y ambiental con la población local, ha continuado aumentando su producción de hierro. La segunda, por su parte, se ubica en Río Blanco, en Piura, y actualmente se encuentra suspendida.

Debido a los últimos acontecimientos y conflictos en torno a las inversiones chinas en minería, y al sector minero en general, las autoridades peruanas han señalado que los inversionistas chinos miran con prudencia la posibilidad de continuar ampliando sus inversiones en el país.

Bolivia

El sector petrolero boliviano no es ajeno a las inversiones chinas. El gobierno anunció, a mediados de agosto, que la estatal Yacimientos Fiscales Petrolíferos Bolivianos (YPFB) sería fortalecida con una inyección de recursos provenientes de The Export Import Bank of China (Eximbank), los que serían destinados a la compra de maquinarias y equipos, por un valor de sesenta millones de dólares.

Por otro lado, la Corporación Minera de Bolivia (COMIBOL) señaló que China está interesada en participar en la industrialización del litio del Salar de Uyuni a través de una inversión de cuatrocientos millones de dólares para la fabricación de baterías y cátodos.

Ecuador

Sin duda, China se ha convertido en un socio estratégico para el miembro más pequeño de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). China ha invertido en sectores estratégicos como hidroenergía (Coca Codo Sinclair), petróleo (Andes Petroleum-Petrooriental) y, ahora, minería de gran escala (Ecuacorriente), los cuales prevé ampliar en los próximos años.

Cabe señalar, también, que en el 2011 el gobierno anunció la firma de un contrato de venta anticipada de petróleo entre la petrolera estatal Petroecuador y la estatal Petrochina. Este acuerdo sería el tercer convenio suscrito entre ambos países y la renovación de un primer acuerdo suscrito en el 2009, mediante el cual Ecuador recibe un pago adelantado de mil millones de dólares por el envío de 96 mil barriles de petróleo a China.

Un segundo acuerdo fue suscrito en el 2010 con el Banco de Desarrollo de China, que otorgó a Ecuador un crédito de mil millones de dólares a cambio de 36 mil barriles de petróleo. A la fecha, Ecuador mantiene una deuda con China de alrededor de 7,200 millones de dólares, una suma que compromete el 54% de la producción exportable de crudo ecuatoriano.

Venezuela

Las mayores operaciones entre China y Venezuela se han dado en el sector hidrocarburos, pese a que hay presencia china en otros sectores (agricultura, industria, manufactura y energía). En el marco de una alianza estratégica con la estatal petrolera Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), la Corporación Nacional del Petróleo de China ha llevado a cabo la mayor cantidad de operaciones en el país. De hecho, la CNPC controla alrededor del 5% de la producción venezolana de hidrocarburos.

En el 2011, CNPC destinó 16,000 millones de dólares para desarrollar proyectos petroleros en la Faja del Orinoco, una de las mayores reservas de crudo pesado en el mundo, durante los próximos tres años.

A esto hay que añadir que el gobierno venezolano ha recibido más de cuarenta mil millones de dólares en créditos de parte de instituciones financieras chinas desde el 2007, la mayor parte de dicho monto a cambio del suministro de petróleo. Actualmente, Venezuela envía a China 420 mil barriles de petróleo diarios y se estima que para el 2014 enviará un millón de barriles.

De hecho, una explicación de la caída de las ventas de petróleo a Estados Unidos, principal destino de las exportaciones de petróleo venezolano, se debería al incremento de las ventas destinadas a China. Los envíos de petróleo a los Estados Unidos superaban el millón de barriles diarios hace algunos años, pero en la actualidad es poco más de 700 mil barriles. No obstante, otra razón que explica los menores envíos a Estados Unidos es la disminución de la producción debido a problemas de mantenimiento de las refinerías.



Parte del dinero que el estado venezolano ha recibido de China ha sido destinado al financiamiento de los programas sociales del gobierno, es decir, a las llamadas «misiones sociales». También se ha utilizado para financiar obras de energía e infraestructura, así como para financiar proyectos petroleros en la Faja del Orinoco.

5. Hidrocarburos no convencionales

En los últimos años, el agotamiento de los yacimientos de petróleo y de gas, por un lado, y la búsqueda de nuevas fuentes de energía, por otro, han puesto la mira en el *gas y petróleo no convencional*, los cuales podrían aparecer como una fuente alternativa de energía debido a los continuos avances tecnológicos que han permitido la rentabilidad de su extracción y comercialización. Este hecho alcanzó notoriedad en América Latina cuando en el 2011 se hallaron nuevos yacimientos de gas no convencional en la Provincia de Neuquén, en la Región Patagónica de Argentina.

«En los últimos años, el agotamiento de los yacimientos de petróleo y de gas, por un lado, y la búsqueda de nuevas fuentes de energía, por otro, han puesto la mira en el gas y petróleo no convencional, los cuales podrían aparecer como una fuente alternativa de energía debido a los continuos avances tecnológicos que han permitido la rentabilidad de su extracción y comercialización...»

Se les llama *hidrocarburos no convencionales* debido a que no pueden explotarse con los mecanismos «tradicionales» de extracción utilizados cuando el recurso se encuentra en reservorios subterráneos y en estado relativamente puro, con altos niveles de concentración y movilidad. Por lo tanto, el término *no convencional* no hace referencia a alguna característica propia del recurso, sino a la fuente de donde se extrae, que puede ser un yacimiento o un material distinto.

Las fuentes más comunes de hidrocarburos no convencionales son, entre otras, rocas sedimentarias, carbón y arenas —ya sean gasíferas, ya petrolíferas—.

Las técnicas más usuales para extraer hidrocarburos no convencionales son la «fracturación hidráulica» y la «perforación horizontal». De un lado, la fracturación hidráulica consiste en inyectar agua mezclada con químicos en las rocas para remover el hidrocarburo que contienen; de otro, la perforación horizontal consiste en perforaciones a cierta profundidad y, luego, en distintos ángulos y hacia los lados.

Cabe señalar que el uso de agua y químicos para la extracción del gas no convencional es uno de los aspectos más cuestionados respecto de estas nuevas explotaciones. Sin embargo, sus defensores señalan que es menos contaminante que el petróleo en términos de emisión de dióxido de carbono.

«...el uso de agua y químicos para la extracción del gas no convencional es uno de los aspectos más cuestionados respecto de estas nuevas explotaciones. Sin embargo, sus defensores señalan que es menos contaminante que el petróleo en términos de emisión de dióxido de carbono»

El empleo de ambas técnicas ha incrementado el volumen de producción en los países que ya han acumulado experiencia en la exploración y explotación del gas y petróleo no convencional, como ocurre en Estados Unidos. En este país, y en el momento actual, el gas no convencional constituye el 23% de todo el gas que se consume y, además, se estima que podría llegar a ser casi el 50% en el año 2035.³ De hecho, los proyectos más grandes de explotación de gas no convencional operados por grandes compañías petroleras, como la estadounidense Exxon Mobil, la anglo-holandesa Shell y la británica BP-British Petroleum Company, se encuentran en los Estados Unidos.

Otros países como China, India, Indonesia y Australia están siguiendo el ejemplo de Estados Unidos y se encuentran, actualmente, en una fase inicial del desarrollo del gas no convencional.

En América Latina, importantes reservas de gas no convencional se han hallado en Argentina y México. Estas reservas superan los 927,000 y los 681,000 millones de pies cúbicos respectivamente. Se ubican en la actualidad en el tercer y cuarto lugar entre los países con mayores reservas de gas no convencional en el mundo, después de Estados Unidos y China. Del mismo modo, existen informes que revelan potenciales reservas de gas no convencional en Brasil, Chile y Colombia, las cuales suman alrededor de 300 millones de pies cúbicos, según cifras de la Administración de Información de Energía (EIA, por su sigla en inglés). Debido a esto, pues, ya se viene realizando perforaciones piloto y, por tanto, la región apunta a convertirse en el destino de significativas inversiones para desarrollar este tipo de gas.⁴

Esto, evidentemente, tendrá repercusiones en la industria hidrocarbúrica convencional en América Latina y, en general, en el sector energético. Por ejemplo, los recientes descubrimientos de gas no convencional en Argentina plantean un desafío para la industria gasífera boliviana.

En efecto, en los últimos años el protagonismo de Bolivia en el sector hidrocarburos, que se perfilaba como el centro de abastecimiento de gas convencional en la región, decayó debido, entre otras razones, a menores inversiones en actividades exploratorias, a la antigüedad de sus campos y a la creciente tendencia a importar Gas Natural Licuado (GNL) por parte de algunos compradores de gas en la región, como Chile. Pero también por la magnitud de las operaciones petroleras en los yacimientos del Pre-sal, en Brasil, y, más recientemente, por la expectativa en la industria respecto a los descubrimientos de gas no convencional en Argentina. Así, pues, tanto el Pre-sal como los yacimientos de gas no convencional argentinos se perfilaron, en el 2011, como futuras fuentes de energía para

3 Cfr. *World Energy Outlook 2011. Are we entering a Gold Age of Gas?* Internacional Energy Agency. En: http://www.iea.org/weo/docs/weo2011/WEO2011_GoldenAgeofGasReport.pdf

4 Cfr. Gruenspecht, Howard. *International Energy Outlook 2011*. Washington, DC: US Energy Information Administration, 2011. En: http://www.eia.gov/pressroom/presentations/howard_09192011.pdf

la región, las que pueden reconfigurar el mercado energético latinoamericano, en perjuicio del actual rol de proveedor que detenta Bolivia.

YPF anuncia hallazgo de Gas no convencional

En noviembre, la petrolera española YPF —que viene trabajando en la exploración de gas y petróleo no convencional en Argentina desde el 2007— anunció el descubrimiento de reservas de gas y petróleo no convencional en el área conocida como Loma La Lata, en la Provincia de Neuquén.

Se trata del hallazgo de 927 mil millones de barriles equivalentes de petróleo (BEP), que incluyen 741 mil millones de petróleo no convencional y 186 mil millones de gas no convencional. Con este hallazgo, YPF triplicaría las reservas petroleras argentinas, que computan en la actualidad 500 mil millones de barriles, y aumentaría las reservas petroleras del país (2,505 millones de barriles a la fecha) en un 40%.

De acuerdo con especialistas, la posibilidad de explotar estos yacimientos alargaría el consumo de hidrocarburos de entre diez a cien años más y, por tanto, tendrá un impacto visible en el sector energético argentino y regional. Esto, a su vez, tendría un impacto en aquella teoría que sostiene que la industria de los hidrocarburos estaría llegando a su pico de producción en los próximos años y, por consiguiente, la relativiza.

Los estudios de factibilidad económica, técnica y ambiental para certificar el nivel de reservas y determinar que estas son comercialmente explotables y puestas en producción están todavía pendientes. Sin embargo, este descubrimiento de gas y petróleo no convencional, así como los anteriores (en diciembre del 2010 y en mayo del 2011, YPF también anunció hallazgos de petróleo y gas no convencionales por un total 150 mil millones de BEP), ya han posicionado a Argentina como el tercer país en el mundo con recursos potenciales de gas y petróleo no convencional.

Cabe señalar que el anuncio de Repsol respecto a este descubrimiento se ha dado en medio de públicos cuestionamientos a la empresa —que actualmente posee YPF—. Por una parte, por perjuicios al sector energético argentino debido a supuestos malos manejos y, por otra, por incumplimientos en los programas de inversión en exploración y explotación de hidrocarburos. Al mismo tiempo, arrecian las críticas a la gestión de la Presidenta Cristina Fernández, debido a que durante su gobierno se dio una de las caídas de reservas de petróleo y gas más dramáticas de los últimos años.⁵



5 El 17 de abril del 2012, la Presidente de Argentina, Cristina Fernández, anunció la expropiación del 51% del patrimonio de la petrolera YPF, controlada por la española Repsol desde su privatización en los años noventa, a quien acusa de una caída en la producción de hidrocarburos por falta de inversiones. Según el gobierno, Repsol no ha beneficiado al país, pues ha privilegiado el reparto de utilidades incumpliendo compromisos de reinversión en actividades de exploración que hicieran posible aumentar las reservas y capacidad productiva de la petrolera.

En efecto, el desabastecimiento de energía en Argentina y las menores reservas de gas y petróleo disponibles: a) obligaron a aumentar las importaciones de GNL y *fuel oil*, b) limitaron el crecimiento de la industria nacional y, finalmente, c) perjudicaron a los consumidores domésticos, quienes se vieron afectados por precios más altos, así como por intempestivos cortes de energía.

Por esta razón, pues, los recientes hallazgos de gas no convencional han generado expectativas respecto al potencial energético del país y, por lo demás, optimismo en la industria gasífera y petrolera respecto a su futuro desarrollo.

Reacciones en Bolivia

Argentina es uno de los principales mercados del gas boliviano. Es más, durante los meses de otoño e invierno, los requerimientos de gas por parte de Argentina aumentan significativamente debido a las bajas temperaturas. Bolivia es una de las principales fuentes de abastecimiento de gas para atender la demanda argentina desde el 2006, año en que ambos países suscribieron un contrato de compra y venta de gas natural. En el 2010, el contrato fue modificado para garantizar los envíos de gas hasta el 2015.

Defendiendo este rol, el Ministro de Hidrocarburos y Energía de Bolivia, Luis Fernando Vincetti, desestimó la importancia del hallazgo de reservas de gas convencional en Argentina y, por el contrario, reafirmó que el gas boliviano se enviará Argentina ininterrumpidamente durante los próximos diez años. Por lo demás, Vincetti saludó el hecho de que Argentina retome las actividades exploratorias con miras a asegurar su futuro energético, pero añadió que, por el momento, es imposible que Argentina reemplace los envíos de gas boliviano, debido a que para poner en producción los campos de gas no convencional se requiere tecnología nueva y los costos de producción son aún muy altos.

Futuro

El desarrollo del gas no convencional ha abierto el debate en dos aspectos fundamentales de cara a los próximos años y que serán las razones que los países de América Latina tendrán que evaluar si optan por embarcarse en el desarrollo de estos proyectos.

El primero tiene que ver con el hecho de que en la industria petrolera y gasífera se advierten topes de explotación y producción y, por tanto, ya se inició la búsqueda de nuevas fuentes para atender a la demanda mundial de energía. El desarrollo del gas no convencional



emerge entonces como una posible alternativa de suministro de energía.

En segundo lugar, el tema ambiental. Para algunos especialistas, la explotación del gas no convencional es menos contaminante que el petróleo y el carbón, pues emite menos gases de carbono. No obstante, otros la cuestionan porque requiere cantidades significativas de agua, que, mezclada con químicos, corre el riesgo de contaminar las fuentes de agua disponibles y el suelo, tanto o más que el gas y el petróleo convencional.

Un tercer tema sería el económico, pues es una industria que aún no se ha desarrollado en la región y, por tanto, requiere de grandes inversiones en una tecnología todavía en fase experimental, a pesar de los avances de los últimos años.

6. Consulta para el consentimiento previo, libre e informado

«Durante el 2011, el incremento de las actividades extractivas en América Latina ha encontrado respuesta en una oposición y conflictividad social permanente en varios países. Esto a causa de los potenciales impactos sobre los recursos renovables y las poblaciones de los territorios donde son desarrolladas dichas actividades»

Durante el 2011, el incremento de las actividades extractivas en América Latina ha encontrado respuesta en una oposición y conflictividad social permanente en varios países. Esto a causa de los potenciales impactos sobre los recursos renovables y las poblaciones de los territorios donde son desarrolladas dichas actividades.

Las poblaciones potencialmente afectadas por la explotación de recursos naturales señalan que las protestas son medidas de fuerza en respuesta al mayor número de concesiones para el desarrollo de proyectos mineros y petroleros otorgadas por los gobiernos, que han optado por favorecer el desarrollo de estas actividades en aras del crecimiento económico, sin tomar en cuenta cómo estas actividades afectan su modo de vida.

Los dirigentes de estas poblaciones señalan, en efecto, que las actividades mineras y petroleras contaminan los suelos y las fuentes de agua, causando graves daños a la salud de los pobladores y afectando el desarrollo de las actividades económicas tradicionales a las que se dedican, como la pesca, la agricultura y la ganadería.

Asimismo, expresan su oposición a que se desarrollen proyectos mineros porque estos requieren, cada vez más, de grandes cantidades de agua y, en consecuencia, reducen la disponibilidad de este recurso. Las poblaciones también se oponen a que se concesionen

áreas naturales protegidas para extraer petróleo porque ponen en riesgo la biodiversidad de estas áreas y también a las comunidades en aislamiento voluntario que las habitan.

Por esta razón, las poblaciones indígenas —y también otras poblaciones que no son propiamente indígenas— reclaman el derecho a la consulta previa, libre e informada antes de poner en marcha estos proyectos en las tierras que ellos habitan. Coinciden, así, con los especialistas del sector en que el ejercicio de este derecho es necesario para evitar mayores conflictos sociales en torno a las actividades extractivas.

«...las poblaciones indígenas (...) reclaman el derecho a la consulta previa, libre e informada antes de poner en marcha estos proyectos en las tierras que ellos habitan...»

La consulta previa —que se refiere a toda decisión pública susceptible de afectar a las poblaciones indígenas— está establecida en el Convenio 169 de la OIT como uno de los derechos fundamentales de las comunidades indígenas y tiene rango de Ley en aquellos países que han suscrito el Convenio.

Bolivia

En Bolivia, el Convenio 169 de la OIT fue ratificado en 1991 y la consulta previa fue incorporada a la nueva Constitución Política del Estado en el 2009. También está contenida en la vigente Ley de Hidrocarburos aprobada en el 2005, que reconoce el carácter obligatorio del derecho a la consulta de las comunidades indígenas, originarias y campesinas sobre cualquier proyecto y actividad de exploración y explotación de hidrocarburos que se desarrolle en sus territorios.

Sin embargo, las organizaciones indígenas, como la Confederación de Indígenas del Oriente Boliviano (CIDOB) y el Consejo de Ayllus y Markas del Qullasuyu (CONAMAQ), han señalado que el gobierno no ha cumplido con las normas que establecen este derecho y que, sin ser sometidos a consulta, se llevaron a cabo proyectos hidrocarbúricos (como la construcción de gaseoductos binacionales entre Bolivia y Brasil) y mineros (como el de Corocoro para la explotación de cobre en la Paz), los cuales han causado graves daños al ecosistema y a la salud de la población.

En todo caso, las comunidades señalan que los procesos de consulta previa llevados a cabo anteriormente por el gobierno no son válidos para la población porque, en primer lugar, la misma entidad que promueve las actividades extractivas en sus territorios es la que se encarga de consultar, y porque, en segundo lugar, estas consultas no han sido hechas a la población sino a dirigentes de organizaciones locales.

El gobierno, por su parte, ha acusado a las comunidades, por un lado, de retrasar los planes de inversión para el desarrollo de grandes proyectos y, por otro, de utilizar la consulta previa como medio para extorsionar a las empresas.

El caso más reciente de vulneración del derecho a la consulta ocurrió cuando el gobierno puso en marcha la construcción de la carretera Villa Tunari-San Ignacio de Moxos, que atravesaba el Territorio Indígena del Parque Nacional Isíboro-Secure (TIPNIS) para conectar los departamentos de Cochabamba y Beni, poniendo en riesgo la biodiversidad del parque y a las comunidades que lo habitan.

No obstante, cabe resaltar que se han registrado experiencias positivas de procesos de consulta previa, las cuales se perfilan como el modelo a seguir hacia adelante. Tal es el caso de los proyectos petroleros en los campos Tacobo y Tajibo desarrollados en las Tierras Comunitarias de Origen Charagua Norte, en la región del Chaco boliviano, donde las comunidades lograron incorporar sus demandas y requerimientos a través de consultas con las poblaciones LOCALES.⁶

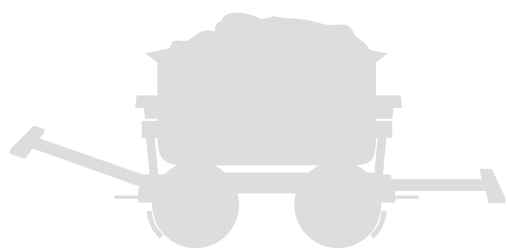
Ecuador

En Ecuador, el derecho de los pueblos indígenas a ser consultados antes de que el gobierno realice algún proyecto en su territorio fue incorporado en la Constitución de 1998, el mismo año en que el estado ratificó el Convenio 169. Tras la elección de Rafael Correa, la Asamblea Constituyente incorporó este derecho en la Constitución del 2008. Sin embargo, las comunidades indígenas sostienen que en la realidad este derecho no está vigente.

En efecto, el reciente aumento de proyectos petroleros en la Amazonía ecuatoriana y la expansión de la minería de gran escala no han tomado en cuenta la opinión de las comunidades, es decir, ni el estado ni las empresas han consultado a las comunidades.

En algunos casos, las empresas han optado por convocar a las comunidades para informarles sobre el proyecto, pero no para conseguir su consentimiento. Por su parte, el gobierno ha criminalizado las protestas y movilizaciones que están en contra de las actividades extractivas porque, sostiene, estas se oponen al crecimiento económico del país y son el resultado de la manipulación: o bien de la derecha económica y política, o bien de gobiernos extranjeros.

No obstante, diversos colectivos indígenas se esfuerzan actualmente por poner en vigencia el derecho a la consulta previa y la protección



6 Cfr. *El derecho a la consulta previa, libre e informada de los pueblos indígenas. La situación de Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú (2011)*. Fundación para el Debido Proceso Legal (DPLF, por las siglas en inglés de Due Process of Law Foundation) y Oxfam. Marzo, 2011.

de los derechos de las comunidades indígenas. Entre ellos destaca la Confederación de Nacionalidades Indígenas del Ecuador (CONAIE).

Perú

En el Perú, el derecho a la consulta previa está formalmente vigente desde 1994, cuando el estado ratificó el Convenio 169. Pero a diferencia de Ecuador y Bolivia, en el Perú este derecho no ha sido incluido en la Constitución. En el 2011, sin embargo, tras la aprobación en el Congreso, el Ejecutivo promulgó la Ley del Derecho a la Consulta Previa a los Pueblos Indígenas u Originarios. Cabe destacar que la Ley ahora vigente es la misma que aprobó el Congreso en el año 2010, la misma que fuera observada por el anterior gobierno y devuelta al Congreso para su modificación. Posteriormente se procedió con la elaboración del Reglamento de dicha Ley, con el propósito de establecer, finalmente, reglas para los futuros proyectos y garantizar el derecho de las comunidades. El reglamento fue aprobado en medio de grandes tensiones con las organizaciones nacionales indígenas.⁷

En los últimos años, el estado peruano ha otorgado concesiones para el desarrollo de actividades extractivas de manera rápida y desordenada, sin consultar a los pueblos que serían afectados por estos proyectos. Por un lado, dichos proyectos se superponen sobre fuentes de agua, áreas naturales protegidas y comunidades indígenas, y, por otro, afectan territorios dedicados a la agricultura y la ganadería. En efecto, a inicios de la década de los años noventa, las concesiones mineras ocupaban tan solo el 1.8% del territorio peruano; en la actualidad, ya alcanzan el 19% del territorio nacional. En esa línea, las concesiones para desarrollar proyectos petroleros se han extendido sobre la Amazonía peruana. Se estima que más del 70% del territorio amazónico se encuentra concesionado con lotes de hidrocarburos, pues actualmente hay más de ochenta contratos de exploración y explotación vigentes en esta zona. En consecuencia, según la Defensoría del Pueblo, se registran 200 conflictos sociales en promedio al mes; de ellos, la mitad tiene su origen en la oposición de las comunidades contra las actividades mineras y petroleras.

Conclusiones

El análisis de las tendencias descritas nos otorga un cuadro general de las industrias extractivas en América Latina durante el 2011, el cual nos permite esbozar algunas reflexiones al respecto.

«En los últimos años, el estado peruano ha otorgado concesiones para el desarrollo de actividades extractivas de manera rápida y desordenada, sin consultar a los pueblos que serían afectados por estos proyectos. Por un lado, dichos proyectos se superponen sobre fuentes de agua, áreas naturales protegidas y comunidades indígenas, y, por otro, afectan territorios dedicados a la agricultura y la ganadería...»

⁷ El 3 de abril, el Reglamento de la Ley de Consulta Previa (Ley 29785) entró en vigencia luego de haber sido aprobado y publicado por el Poder Ejecutivo. Un aspecto saltante de la nueva legislación es que da mucho poder al gobierno central en la gestión de las consultas. Ello porque, si bien los gobiernos regionales y locales pueden poner en marcha procesos de consulta conforme a sus competencias, deben obtener primero un informe favorable del Viceministro de Interculturalidad. Por esta razón, el balance del proceso, para algunas organizaciones indígenas, ha sido negativo.

Existe un fuerte dinamismo de las inversiones en el sector de minería y de hidrocarburos. Esto se da en respuesta a los altos precios y la alta demanda de estos *commodities* en los países desarrollados y en los países emergentes, los llamados BRIC (Brasil, Rusia, India y China). En este dinamismo de inversiones, China desempeña un rol de creciente protagonismo, pues es una alta demandante de *commodities* y, además, invierte directamente en proyectos mineros e hidrocarbúricos; más aún: en algunos casos otorga créditos a cambio de ventas anticipadas de estos productos.

No obstante, este dinamismo en las inversiones en el sector extractivo viene acompañado de un crecimiento igualmente importante de la cantidad y la intensidad de los conflictos socioambientales que se dan en la región. A su vez, el número y la fuerza de estos conflictos está llevando a varios países a incorporar en su legislación los derechos de consulta de las poblaciones indígenas y, en general, a poner en debate la función de las actividades extractivas en el desarrollo y los marcos institucionales existentes para la toma de decisiones relativas a los grandes proyectos extractivos.

De hecho, la expansión de la minería en la región y la conflictividad social en torno a ella traen algunos temas de fondo para el debate.

En primer lugar, sobre la necesidad de estrategias de crecimiento y desarrollo basadas en actividades sostenibles y amigables con el medio ambiente y con las poblaciones aledañas, actividades que diversifiquen la actividad económica para evitar la dependencia de las extractivas.

En segundo lugar, sobre la necesidad de reforzar las instituciones encargadas de la gestión ambiental y social de la actividad minera, dotándolas de recursos humanos y técnicos con el propósito de monitorear adecuadamente el desarrollo de estas actividades y así prevenir el conflicto social.

En ese sentido, se requiere una nueva gestión del territorio a través de estrategias de zonificación económica y ecológica y, de manera complementaria, planes de ordenamiento territorial, así como una nueva política de concesiones mineras y petroleras.

Finalmente, es necesario poner en marcha procesos de consulta previa, libre e informada que garanticen el diálogo entre el estado, las empresas y las poblaciones locales, antes y durante el desarrollo de cada proyecto.



Segunda sección

Reporte de las tendencias nacionales de las industrias extractivas en el 2011

Bolivia, Fundación Jubileo⁸

Las reservas de gas

A principios de la gestión 2011, se publicaron en Bolivia datos certificados sobre las reservas de gas natural y petróleo con las que cuenta este país para afrontar los compromisos de exportación, asumidos con Brasil y Argentina, así como el abastecimiento del mercado interno. Los datos proporcionados por la empresa certificadora Ryder Scott no fueron muy alentadores debido a las significativas reducciones presentadas entre esta reciente certificación y la última registrada en el año 2005; tal vez por este motivo el gobierno boliviano demoró mucho en publicar esta información, cuyo estudio consideró datos registrados hasta el 1° de enero de 2010.

La certificación de reservas publicada en la gestión 2005 presentaba un nivel de reservas probadas de 26,75 trillones de pies cúbicos (TCF por sus siglas en inglés), mientras que el último dato certificado da cuenta de 9,98 TCF de reservas probadas. En el caso de las reservas probables que tienen menos posibilidades de ser explotadas, el nivel descendió de 22,03 TCF el año 2005 a 3,7 TCF para el año 2010.

Las razones para esta reducción en las reservas certificadas son varias.

⁸ Sección elaborada por Cécica Hernández (<http://www.jubileobolivia.org.bo/>).

Una primera razón atribuye la reducción a un incumplimiento de la política de reposición de reservas que obligaba a las empresas que explotaban hidrocarburos en el país a mantener los niveles iniciales de reservas que presentaban las áreas petroleras al momento de ser concesionadas. Para este fin, dichas empresas debieron realizar mayores actividades exploratorias con el objeto de descubrir nuevos yacimientos de hidrocarburos.

Una segunda razón es la falta de inversiones en el sector hidrocarburos como resultado de la política de nacionalización del actual gobierno, que trajo consigo mucha incertidumbre para las empresas privadas que desde el año 2003 al 2007 no tenían la certeza de quedarse en el país para continuar operando. A esto se suma la promulgación de una nueva ley de hidrocarburos, que posiblemente cambie las condiciones técnicas, económicas y legales sobre las que actualmente operan. El Poder Ejecutivo aún trabaja sobre este borrador de Ley y se espera que a mediados del 2012 se cuente con un documento que deberá ser consensuado necesariamente con las principales regiones productoras, debido a la incidencia política y económica que el sector hidrocarburos tiene en las mismas.

El sector privado, por su parte, espera que la nueva normativa presente los incentivos y mecanismos requeridos para incrementar las inversiones en este sector y que, a su vez, garanticen la seguridad jurídica necesaria que les permita quedarse en Bolivia. Tanto el gobierno boliviano como los empresarios privados están conscientes de que sin una reactivación económica del sector hidrocarburos será difícil cumplir con los contratos de exportación de gas natural suscritos con los países vecinos.

«El sector privado, por su parte, espera que la nueva normativa presente los incentivos y mecanismos requeridos para incrementar las inversiones en este sector y que, a su vez, garanticen la seguridad jurídica necesaria que les permita quedarse en Bolivia...»

El conflicto entre Tarija y Chuquisaca

Durante la gestión 2011, se acrecentó aún más el conflicto político y social suscitado entre los departamentos de Tarija y Chuquisaca debido a la distribución de regalías provenientes de uno de los principales campos productores de gas natural en Bolivia.

Aparentemente, los reservorios del campo Margarita estarían siendo compartidos por ambos departamentos, motivo por el cual la gobernación de Chuquisaca comenzó a demanda a Tarija el pago de regalías que le corresponde por la producción que estaría siendo originada en su territorio.

El campo Margarita pertenece al área Caipipendi ubicada entre los departamentos de Tarija y Chuquisaca. Al momento de su suscripción, se establecía un área de explotación ubicada en el departamen-

to de Tarija, pues es donde se ubican los primeros tres pozos de dicho campo. Igualmente, se establece un área de exploración ubicado en el departamento de Chuquisaca. Ambas áreas de exploración y explotación corresponden al mismo contrato. En el caso del área de exploración, el año 2007 se descubrió un pozo denominado Huacaya, que está ubicado en el departamento de Chuquisaca.

A partir de la declaratoria de comercialidad del campo Margarita en el año 2004 y al estar ubicado en el departamento de Tarija, la regalía departamental del 11% obtenida por la producción del campo fue destinada a dicha región. En ese entonces ya se estimaba que el potencial del campo era importante. Sin embargo, no existía un mercado de destino seguro. Posteriormente, en el año 2007 se descubrió el campo Huacaya dentro de la misma área de contrato, pero esta vez el campo resultó estar ubicado en el área que se encuentra en el departamento de Chuquisaca. Ya entonces la empresa que operaba el contrato, Repsol YPF, mencionaba que el reservorio de donde se extraía gas natural del campo Margarita era también compartido entre ambos departamentos.

¿Qué pasa entonces cuando un campo productor de hidrocarburos se encuentra ubicado en más de un departamento? La ley de Hidrocarburos N° 3058 en su artículo 45 establece que cuando existan campos ubicados en dos o más departamentos que tengan reservorios compartidos, el o los Titulares deberán efectuar los estudios detallados a través de empresas de reconocido prestigio internacional para establecer la proporción de reservas en cada departamento. Además, establece que en el caso en que un reservorio sea compartido por dos o más departamentos, las regalías serán canceladas proporcionalmente a sus reservas, proyectando verticalmente el límite o límites departamentales al techo de cada reservorio productor.



Bajo este marco, la gobernación del departamento de Chuquisaca comenzó a exigir, en primer lugar, la determinación de la dimensión del reservorio y del porcentaje que se encontraría en dicho departamento. Esto, con la finalidad de exigir a la gobernación de Tarija la transferencia de los ingresos percibidos como regalías departamentales pagadas por la producción del campo Margarita desde la gestión 2004.

Por su parte, los representantes del departamento de Tarija aseguran que el reservorio no es compartido y que, por lo tanto, no correspondería ninguna redistribución de ingresos. Sin embargo, este tema será definido cuando se concilien estudios técnicos, contratados tanto por la empresa estatal YPFB como por la gobernación del departamento de Tarija, para determinar si el reservorio es o no com-

partido y, en caso de que sí fuera compartido, determinar también el porcentaje de regalías que le correspondería a Chuquisaca.

Veamos ahora porqué es tan importante el campo Margarita. Producto de una reformulación del Plan de Desarrollo del campo solicitada por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía e YPFB en el año 2009, se determinó que los campos de Margarita y Huacaya podrían entregar un volumen de hasta 14 millones de metros cúbicos por día (MMm³/d) de gas natural en el año 2014, para lo cual se requería una inversión aproximada de mil quinientos millones de dólares por parte de las empresas participantes del contrato.

El último ajuste en el Plan de Desarrollo para el campo Margarita confirmó las estimaciones que se hicieron al momento de su descubrimiento: se trataba de un megacampo. Si bien en el 2012 su producción inicial será de 2,1 MMm³/d de gas natural, se tiene programado que en el mes de abril del 2012 la misma alcance a 9 MMm³/d.

En este sentido, si se llegase a alcanzar la producción de 14 MMm³/d previstas en el Plan de Desarrollo, el campo Margarita podría constituirse en el campo productor de gas natural más importante del país, con una producción similar o incluso superior a la del campo Sábalo, que actualmente presenta los mayores aportes de producción. Asimismo, tomando en cuenta que los precios de venta de gas natural a la Argentina registrados recientemente son superiores a los diez dólares por MMBTU,⁹ la discusión y la presión social sobre la distribución de la regalía obtenida por la producción del campo Margarita, situado sobre un reservorio compartido entre los departamentos de Tarija y Chuquisaca, se han acrecentado.



Brasil, IBASE¹⁰

Durante el 2011, en Brasil se consolidó una tendencia hacia la expansión de la industria extractiva de petróleo, gas y minerales. Los montos de inversión en exploración de petróleo, con énfasis en el Pre-sal, y la industria de extracción de minerales son bastantes altos y se estima que se incrementarán en el 2012. La participación de este sector en el PBI ha experimentado un aumento considerable en los últimos diez años, consolidándose en el 2011.

Vale la pena señalar también que los conflictos relacionados con estas actividades también aumentaron, ya sea por causa de los derrames

9 MMBTU quiere decir millón de unidades térmicas británicas (BTU son las siglas del inglés *British Thermal Unit*). 1 MMBTU equivale, aproximadamente, a 28.263682 m³ de Natural Gas.

10 Sección elaborada por Carlos Bittencourt (<http://www.observatoriodopresal.com.br/>).

mes de petróleo, ya debido a que las comunidades se resisten a la instalación de infraestructura y a la expansión de la minería en zonas aledañas a sus comunidades.

A continuación veremos por separado cómo se comportan tanto la industria del petróleo como la de la minería.

Petróleo y gas

«..en Brasil se consolidó una tendencia hacia la expansión de la industria extractiva de petróleo, gas y minerales. Los montos de inversión en exploración de petróleo, con énfasis en el Pre-sal, y la industria de extracción de minerales son bastantes altos...»

Brasil produjo cerca de 768 millones de barriles de petróleo en el 2011, una cantidad que supera en 2.5% el registro del año 2010. Según el informe de la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), en el 2011 la producción de gas natural fue de 24 mil millones de metros cúbicos, un 4.9% más que en el 2010.

La producción nacional de petróleo en los últimos tres meses del 2011 se mantuvo por encima de los 2.2 millones de barriles diarios. Cabe señalar que cerca de 91.7% de la producción de petróleo y gas natural, proviene de los campos operados por la compañía Petrobras.

Desde junio del año pasado, la producción de petróleo de las demás empresas concesionarias se mantuvo por encima de los 200 mil barriles al día. En febrero del 2012, este registro fue de 207 mil barriles. Alrededor de 91.9% de la producción de petróleo y 76% de la producción de gas natural de Brasil fueron extraídos de los campos petroleros ubicados en altamar, de los cuales un 74.6% de toda la producción se lleva a cabo en las costas del Estado de Rio de Janeiro, el 15.6% en Espirito Santo y el 9.8% en los demás estados.

El consumo nacional de petróleo en Brasil es actualmente de 2.6 millones de barriles diarios, el mayor registro de consumo de petróleo de la región, incluso por delante de Venezuela, que consume 765 mil barriles al día. Brasil es, además, el séptimo mayor consumidor de petróleo a nivel mundial.

El objetivo para Brasil para los próximos diez años es triplicar la producción anual de petróleo y gas, por lo que el sector representará aproximadamente el 67% del total de inversiones destinadas al sector que ascienden a un billón de reales (quinientos mil millones de dólares). Según el Presidente de la Empresa de Investigación Energética (EPE), Mauricio Tomalsquim, de acuerdo con el Plan Decenal de Expansión de Energía (PDE 2020), como consecuencia de las actividades de explotación y producción en el Pre-sal, la producción brasilera de petróleo debe superar los actuales 2.1 millones de barriles diarios y alcanzar los 6.1 millones en el 2020.

El Pre-sal ya cuenta con nueve pozos en operación, de los cuales seis se encuentran entre los treinta pozos de mayor producción a nivel nacional. Tan solo en el campo Lula, situado a 250 km al sur de la ciudad de Rio de Janeiro, en la cuenca petrolífera de Santos, se encuentran tres de los cuatro pozos que actualmente figuran en la lista de los pozos productores más importantes del país.

Para asegurar la expansión de las actividades exploratorias en el Pre-sal, Petrobras inició en el 2011 un proceso de licitación de campos petroleros, el cual fue llevado a cabo recién en febrero del 2012 para la construcción de 33 pozos de perforación en aguas profundas. Ese proceso de licitación fue considerado como uno de los más importantes del mundo hasta ahora, pues representó futuras inversiones por un total de 87,000 millones de reales (uno 45,000 millones de dólares). Cabe señalar que la construcción de dichas pozos establecía como requisito incorporar entre 55% y 65% de contenido local en su construcción.

Por último, hacemos hincapié en que el proceso de expansión de la industria petrolera brasileña se puede reflejar también en el aumento de los casos de derrames petroleros, pues el número de estos aumentó considerablemente en el 2011; el de mayor repercusión en la industria fue el derrame de la Chevron a inicios del 2012.

Minería

La producción de minerales en Brasil alcanzó su record en el 2011. Según el Departamento Nacional de Producción Minera, el valor acumulado de la producción mineral brasileña en el 2011 fue de aproximadamente 82,000 millones de reales (unos cuarenta mil millones de dólares). Durante la segunda mitad del 2011, el valor de la producción minera alcanzó los 37,000 millones de reales (19,000 millones de dólares, aproximadamente). Lo anterior se debió tanto al aumento de la producción como al incremento de los precios de los minerales en el mercado internacional.

La industria minera en Brasil aumentó su participación total en las exportaciones nacionales durante el segundo semestre del 2011 (excluyendo el petróleo y el gas). La participación minera registrada en el primer semestre del 2011 fue de 18.5% del total de las exportaciones nacionales; en el segundo semestre aumentó ligeramente y pasó a representar casi el 20%. El resultado del valor de las exportaciones fue un superávit comercial en aumento para la industria minera. En efecto, el saldo de la segunda mitad del año fue 16.5% superior al del mismo periodo del año 2010. Asimismo, en el 2011 el saldo fue 39.8% superior al generado en el 2010.



Es importante destacar que, sin considerar la balanza comercial de la industria minera (excluyendo petróleo y gas), la balanza comercial presentaría déficit. Analizando conjuntamente los años 2010 y 2011, parece que la tendencia en los últimos cuatros semestres es la relevancia del sector comercial de la industria extractiva de minerales (tanto para las exportaciones como las importaciones). El crecimiento de las exportaciones del sector puede ser considerado importante si se compara con los registros anuales previos (un aumento de 40.8% del 2010 al 2011).

«...La participación minera registrada en el primer semestre del 2011 fue de 18.5% del total de las exportaciones nacionales; en el segundo semestre aumentó ligeramente y pasó a representar casi el 20%. El resultado del valor de las exportaciones fue un superávit comercial en aumento para la industria minera...»

En cuanto a las exportaciones, en el segundo semestre del 2011, la participación del mineral hierro se fortaleció y fue predominante entre los minerales exportados, representando el 85.6% del total de exportaciones que ascienden a 23,400 millones de dólares. Asimismo, cabe señalar que los principales destinos de las exportaciones de la industria minera fueron China (44%), Japón (10%) y Alemania (4.7%).

Frente al avance de las actividades extractivas, los defensores de este modelo sostienen que Brasil no se encuentra atravesando necesariamente por una «reprimarización» de su economía, la cual apenas es percibida en términos de la balanza comercial. Sin embargo, una mirada más detenida del modelo da cuenta de cómo las actividades extractivas vienen teniendo impacto en otros sectores y, por tanto, en su participación en el PBI. Así, por ejemplo, mientras que actividades como construcción civil o de producción y distribución de electricidad, gas, agua y saneamiento han mantenido su participación constante entre el 2000 y 2011 (entre 5.5% y 5.8% y entre 3.4% y 3.1% respectivamente), por otra parte, se ha registrado un incremento importante en la industria extractiva de minerales, que amplió su participación en el PBI de 1.6% a 4.1%. No es coincidencia, entonces, que la industria manufacturera se redujera en términos relativos de 17.2% a 14.6%.

En línea con este incremento de la producción minera, en el 2011 la Compensación Financiera por la Explotación de Recursos Minerales (CFEM) superó los mil quinientos millones de reales (casi ochocientos millones de dólares). La recaudación más alta jamás registrada.

Como señalamos anteriormente, en la medida en que se expanden las actividades mineras, se han expandido también los conflictos sociales. A pesar de la poca tradición de resistencia social hacia las actividades extractivas, se puede verificar un aumento de las protestas y movilizaciones sociales, que incluso han logrado detener la puesta en marcha de algunos proyectos. Esto ha ocurrido en el Estado de Minas Gerais, al sureste de Brasil, con dos proyectos mineros. Uno de ellos, el Proyecto Apolo, considerado el segundo proyecto minero

más importante de la productora de hierro Vale, el cual prevé extraer el mineral en zonas aledañas al Parque Nacional Serra do Gandarela; y el otro, el de la Compañía Siderúrgica Nacional, el cual prevé extraer hierro en una zona cercana a la comunidad de Congonhas, lo que pondría en riesgo el patrimonio de la comunidad, así como sus fuentes hídricas.

«...en la medida en que se expanden las actividades mineras, se han expandido también los conflictos sociales. A pesar de la poca tradición de resistencia social hacia las actividades extractivas, se puede verificar un aumento de las protestas y movilizaciones sociales, que incluso han logrado detener la puesta en marcha de algunos proyectos...»

Colombia, Fundación Foro Nacional por Colombia¹¹

La minería en el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014

El Plan Nacional de Desarrollo «Prosperidad para Todos» 2010-2014 identificó cinco sectores como locomotoras para el crecimiento y la generación de empleo: a) minero-energético, b) vivienda y construcción, c) infraestructura y transporte, d) agropecuario y e) sectores vinculados a innovación y tecnología.

El sector minero-energético ha adquirido, así, gran importancia en el país, no solo por su ubicación dentro del plan de desarrollo, sino por el ciclo internacional de precios de las materias primas y por las generosas condiciones establecidas en Colombia para atraer inversionistas extranjeros.

En Colombia se viene implementado medidas para incentivar el crecimiento del sector, promoviendo el aumento de la tasa de retorno de las inversiones a costa de la disminución de costos de transacción, costos de transporte y de mano de obra, costo de importación de maquinaria e insumos y elusión de reparación de costos ambientales. Asimismo, se han eliminado los controles y costos al movimiento de capitales y a las exportaciones. También se han registrado regalías más bajas en comparación con las de los años noventa, exenciones tributarias y disminución del canon superficiario.¹² Estas características contrastan con los magros beneficios que recibe el estado y han puesto en mayor riesgo las posibilidades de un desarrollo sostenible para el país.

De esta manera, las metas del gobierno se han enfocado hacia el incremento de la producción de crudo, el aumento de las toneladas de carbón y oro y el incremento de la capacidad de generación eléctrica del país. En paralelo, se le asigna a la locomotora minero-energética la función de estimular el empleo. Sin embargo, el sector es reconocido por su bajo uso de mano de obra y el escaso aporte al valor agregado, lo que reduce su impacto en el empleo y la disminución de la pobreza. Cabe señalar que este sector ha punteado desde hace años

11 Sección elaborada por Juliana Peña Niño (<http://www.foro.org.co/>).

12 González, Jorge Iván. «Economía y Equidad en el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014: Prosperidad para Todos. Más empleo, menos pobreza y más seguridad». En: *Revista de Economía Institucional*, Vol. 13, N° 24, primer semestre 2011, pp. 303-326.

en la economía colombiana, lo cual ha conducido a una dependencia de la extracción de bienes primarios y no renovables. Sin embargo, en el plan no se especifica la manera de contrarrestar la «reprimarización» de la economía.

Las cifras del sector en 2011

Colombia no es una potencia minera en el mundo, pero es importante por su participación en la oferta de carbón mineral, pues en 2010 ocupaba el sexto lugar dentro de los países exportadores en términos de la cantidad de toneladas exportadas. Al mismo tiempo, se le puede considerar como la potencia carbonífera del subcontinente, ya que su participación fue del 88% dentro de Sur y Centro América en 2010.

Según datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), durante el 2011 la economía colombiana creció en 5.9%, es decir, 1.9 puntos porcentuales más que el año anterior. El sector minas y canteras tuvo el mayor crecimiento en el PIB, registrando un 14.3%, seguido de transporte con 6.9%, comercio con 5.9%, establecimientos financieros con 5.8%, construcción con 5.7% y la industria manufacturera con 3.9%.

El crecimiento del sector minas y canteras es explicado por el incremento en el valor agregado de carbón mineral en 15.4%, de petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio en 17.5% y de minerales no metálicos en 5.2%. Entre tanto, los minerales metálicos descendieron en 11.3%. Además, el incremento en el valor agregado del sector petrolero obedeció al aumento en la producción de petróleo crudo en 18.6% y a la caída de gas natural en 2.6%. De esta manera, las compañías del sector de explotación de minas registraron el mayor incremento en utilidades netas durante el 2011, con una tasa de 68.2%, esto es: una utilidad de 431,700 millones de dólares, gracias, principalmente, al incremento en los precios del petróleo y del carbón.

Así, por ejemplo, según el Sistema de Información Minero Colombiano (SIMCO), la producción de carbón presentó un aumento de 15.4% entre 2010 y 2011, porcentaje mucho mayor que el de la vigencia anterior, el cual fue de tan sólo 2.6%. Dentro del PBI minero, la producción de carbón representó, en septiembre de 2011, el 67% del total, mientras los minerales metálicos representaron el 18% y los no metálicos el 15%.

Respecto a las exportaciones mineras, se calcula que a noviembre del 2011 alcanzaron 11,283 millones de dólares, cifra superior a la



del 2000 (4,900 millones) y la del 2005 (6,523 millones). Su participación como sector dentro de las exportaciones pasó del 9.4% en el año 2000 a 22% en 2011. Adicionalmente, la Inversión Extranjera Directa (IED) en el sector minas y canteras pasó de 2,063 millones en 2010 a 2,162 millones hasta noviembre del 2011, representando un 20% de la participación en la IED total del año. Las regalías distribuidas pasaron de 68,520 millones a 89,472 millones en 2011.

En el sector de hidrocarburos, la producción de crudo total para el 2011 reportó un promedio diario anual de 914 mil barriles de petróleo, 129 mil más que en 2010. A diciembre de 2011, la producción fue de 930 mil y de 820 mil para el 2010, esto es: un incremento del 12%. La comercialización de gas total fue de 1,032 millones de pies cúbicos por día calendario (mpcd), cifra levemente menor comparada con la de 2010, que fue de 1,090 mpcd. Para diciembre de 2011, la producción fue de 1,038 mpcd y para el 2010, de 1,080 mpcd, según información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

El gobierno colombiano se propuso, como uno de los objetivos para el sector, aumentar la exploración y explotación de hidrocarburos para garantizar su abastecimiento y el de energía eléctrica; la actividad exploratoria de hidrocarburos comenzó a moverse en el 2010 cuando se perforaron 112 pozos, más los 126 que se taladraron en 2011. El gobierno se puso la meta de lograr producir un millón de barriles diarios al finalizar el año, ya que el sector venía experimentando un comportamiento creciente desde el 2007, cuando la producción era de 531 mil barriles, hasta alcanzar 829 mil en diciembre de 2010.



Sin embargo, la meta del año no se logró alcanzar, pues en diciembre la producción fue de 930 mil barriles, a pesar de que este año registró la cifra histórica más alta. Las razones del incumplimiento de la meta fueron, por una parte, las protestas por problemas laborales en las zonas de producción, pues frenaron la exploración y extracción de crudo, especialmente en Puerto Gaitán, Meta; y, por otra parte, las restricciones en diciembre al transporte de carga y el cierre del oleoducto Caño Limón-Coveñas, por acción de la ola invernal. Asimismo, se presentó un derrumbe en el municipio de Chinácota, Norte de Santander, provocando un derrame de crudo sobre el río Pamplonita, ocasionando la suspensión temporal del oleoducto que venía recuperándose de varios atentados ocurridos durante el año.

A noviembre de 2011, las exportaciones de hidrocarburos llegaron a 24,993 millones de dólares, representando una participación del 48.8% dentro de las exportaciones totales del año. De otra parte, la inversión extranjera reportada para el sector petrolero en 2011 fue

4,321 millones —cifra preliminar— con un incremento porcentual del 50% con respecto a la cifra de 2010, que ascendió a 2,861 millones. Esto significó una participación del 39.9% dentro de la IED total.

En cuanto a las regalías, estas ascendieron a cuatro mil quinientos millones de dólares, de las cuales tres mil novecientos millones se destinaron a las regiones productoras. Estas cifras son mayores a las registradas el año 2010, pues se muestra un aumento de 47% y 35%, respectivamente. Asimismo, la participación de las regalías por hidrocarburos en el PBI alcanzó el 1.6% en el 2011, en tanto que su participación en el total de regalías para el 2011 fue de 83.2%, lo que demuestra su gran peso dentro de este rubro.

«El nuevo sistema de distribución de regalías pretende, de manera inicial, corregir las inequidades regionales en la asignación de estos recursos, pues anteriormente tan sólo ocho departamentos tenían el derecho a recibirlas...»

El nuevo sistema de regalías

El nuevo sistema de distribución de regalías pretende, de manera inicial, corregir las inequidades regionales en la asignación de estos recursos, pues anteriormente tan sólo ocho departamentos tenían el derecho a recibirlas. Se estima que el 17% de la población del país recibió el 80% de las regalías durante la última década.¹³

Cabe señalar que este tema ha generado un debate sobre la eficiencia de los recursos invertidos, sobre todo en términos de calidad de vida. Ocurre que, en los departamentos en los cuales se concentran las regalías, no han logrado mejorar un indicador de pobreza en la población como el de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI). Se ha dado el caso, incluso, de que este indicador aumente algunos puntos porcentuales.

Por ello, el Acto Legislativo 05-2011 busca reformar el sistema de regalías y corregir esta distribución inequitativa, así como fortalecer los fondos encargados de manejar los recursos y diversificar su uso por parte del gobierno nacional.

En diciembre de 2011 se aprobó que 700 municipios, los más pobres, recibieran regalías a través de la implementación de diferentes proyectos. A pesar de la aprobación de este acto legislativo, han surgido críticas respecto a la recentralización del manejo de los recursos, con el argumento de que no hay forma de probar y garantizar que este manejo sea transparente y eficiente desde el gobierno central. Además, ha habido demoras en el arranque de la nueva ley, por lo que la ausencia de reglamentación mantiene en suspenso algunos proyectos en los departamentos. Igualmente, los departamentos y municipios que dejaron de recibir las mismas cuantías por regalías han denunciado que se han visto obligados a suspender algunos programas sociales.

13 Cabrera Galvis, Mauricio. «Nuevo sistema de Regalías: avances innegables, errores deliberados». En: *razónpública.com*, 6 de junio de 2011. Disponible en: <http://razonpublica.com/index.php/politica-y-gobierno-temas-27/2103-cabrera.html>

La mayor crítica planteada por diferentes sectores de la sociedad es que esta reforma no modifica la distribución de los excedentes mineros entre las empresas y el estado. En particular, se ha manifestado la situación inexplicable de que la sal pareciera ser más valiosa que el oro, pues la regalía para su extracción es del 12%, mientras la del oro es de 4%, y, en general, tres veces más que los minerales preciosos. En efecto, según el analista Mauricio Cabrera, el porcentaje de regalías que se debe pagar al estado debería ser creciente, en función del volumen de producción y del precio internacional similar al caso del petróleo.¹⁴ De hecho, esta regalía variable ya opera en varios países y el escenario ideal debería ser que todos los minerales tengan un régimen como el del petróleo.

«...el porcentaje de regalías que se debe pagar al estado debería ser creciente, en función del volumen de producción y del precio internacional similar al caso del petróleo...»

Debilidades institucionales

El sector minero en Colombia no cuenta, a nivel estatal, con una institucionalidad fuerte. Una consecuencia de esta debilidad ha sido la proliferación, sin control, de títulos mineros y solicitudes en trámite, en claro contraste con el escaso recurso humano y técnico disponible para administrarlo y fiscalizarlo.

Para enfrentar esta realidad, en el 2010 el Congreso aprobó la Ley 1382 «por la cual se modifica la Ley 685 de 2001, Código de Minas», que buscaba modificar normas relacionadas con el otorgamiento de concesiones mineras, formalización de la minería artesanal, zonas excluibles de minería, requisitos de licencia ambiental para proyectos mineros, régimen de prórrogas de los contratos de concesión minera y trámite para la conformación de las áreas de la integración minera, entre otros.

Sin embargo, en el 2011, la Corte Constitucional la declaró inexecutable por el hecho de no haber consultado previamente a las comunidades indígenas sobre el particular. La Corte dio un plazo de dos años para realizar la consulta previa, plazo durante el cual algunos aspectos de la ley quedaron vigentes, en especial temas relevantes en materia ambiental, de licencias, de protección a páramos. Por tanto, el Congreso de la República deberá tramitar de nuevo la reforma al Código de Minas, una vez que las comunidades étnicas hayan sido consultadas.

Por otra parte, en el 2011 también, la Contraloría General anunció su intervención a través de una auditoría, pues se evidencia desorden institucional y deficiencias en materia de fiscalización, vigilancia y control, ya que cada una de estas funciones se cumple de forma aislada y no se cuenta con un sistema de información que permita realizar consultas claras de reportes de producción. Por esta misma

14 Cabrera Galvis, *loc. cit.*

situación, la Contraloría entró a estudiar la verificación del monto de regalías, pues argumenta que se están generando pérdidas en los recursos que debe recibir el estado por este concepto. En su momento, esta entidad declaró que tenía indicios de que no había coincidencia entre la cantidad que pagan en el país respecto de las utilidades y la cantidad que las empresas declaran en el exterior respecto de este mismo rubro.

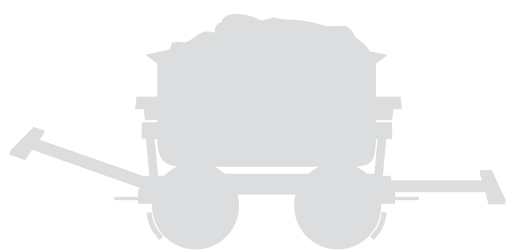
El Páramo de Santurbán

El páramo de Santurbán¹⁵ es un sistema ecológico ubicado en los departamentos de Santander y Norte de Santander con importantes fuentes hídricas, forestales y de biodiversidad. Se calcula que hay cerca de 200 mil hectáreas de tierra por encima de los 2,800 metros sobre el nivel del mar. Esta zona se caracteriza por ser rica en minerales como el oro y la plata, por lo que también se registra actividades mineras ilegales.

Debido a su trascendencia para la sostenibilidad y el equilibrio medioambiental, el páramo está protegido bajo los artículos 79 y 80 de la Constitución y la Ley 99 de 1993, que dictan normas para su conservación. Igualmente, la Ley 1382 de 2010 (reforma al Código de Minas) excluye de la explotación minera a las zonas que se encuentran por encima de los 3,000 metros sobre el nivel del mar.

El llamado Proyecto Angostura, ubicado en el municipio de California, Santander, fue presentado al Ministerio de Medio Ambiente por la empresa canadiense Greystar Resources —hoy Ecooro— para la explotación a cielo abierto de oro por quince años en una zona que cubriría entre el 52.9% y 54% de dicho páramo, en áreas que están por encima de los 3,000 metros.

Adicionalmente, el proyecto usaría para la explotación cuarenta toneladas de cianuro diarios y doscientas treinta de anfo, elementos seriamente peligrosos que, en épocas de lluvias como las que ha vivido Colombia en los últimos años, podrían ocasionar el paso de esos contaminantes al agua. Greystar presentó un EIA en el que abordó algunos riesgos y los posibles planes de contingencia. Sin embargo, muchos ambientalistas consideraron que no tenía los soportes ni la precisión suficiente respecto a estos impactos, en particular sobre el entorno físico, biótico y social. Además, la Corporación para la Defensa de la Meseta de Bucaramanga ya había multado a la empresa canadiense por daños al ecosistema durante la fase de exploración porque no tenían permisos de descargas de agua, ni un ingeniero experto en estabilidad de taludes y porque desviaron un curso de agua sin autorización.



15 Los páramos solo existen en Colombia, Perú, Ecuador, Venezuela, Costa Rica y, en menor medida, en Panamá; en particular, el 49% de ellos están ubicados en Colombia y aportan agua para el 70% de su población en la zona andina y de los valles interandinos. (Duque 2011)

Esta tensa situación generó polémica en los diferentes ámbitos de la sociedad y grandes movilizaciones civiles en contra del proyecto. Los habitantes de California y Vetas —los municipios más cercanos al proyecto— defendían el proyecto: argumentaban que era una gran oportunidad para ellos en relación con la generación de puestos de trabajo, tanto directos como indirectos, y la obtención de beneficios sociales y económicos para toda la comunidad.

«...los habitantes de Bucaramanga, Girón y Floridablanca, quienes reciben la provisión de agua del páramo, se manifestaron en contra del proyecto por el riesgo de contaminación que este generaba sobre las fuentes hídricas...»

Por otro lado, los habitantes de Bucaramanga, Girón y Floridablanca, quienes reciben la provisión de agua del páramo, se manifestaron en contra del proyecto por el riesgo de contaminación que este generaba sobre las fuentes hídricas. A ellos se unieron diversos movimientos ambientalistas, convocando a grandes movilizaciones de hasta treinta mil personas; posteriormente se unieron los sindicatos del acueducto y del alcantarillado de Bucaramanga, así como la Central Unitaria de Trabajadores. Luego se adhirieron los estudiantes de universidades públicas de Bucaramanga y buscaron el apoyo de la Asamblea Departamental, donde un diputado los escuchó y acogió sus propuestas. Tiempo después el Procurador General de la Nación, oriundo de Santander, se manifestó pidiendo que no se otorgara la licencia; lo mismo harían el Alcalde de Bucaramanga y el Gobernador de Santander.

Como desenlace, la Greystar desistió de la explotación en el páramo y retiró la solicitud de licencia técnica y ambiental ante el gobierno colombiano. No obstante, se conoce que sobre los páramos colombianos existen actualmente 391 títulos mineros que afectan 108,902 hectáreas.

Ecuador, Grupo Faro¹⁶

Tendencias de las Industrias Extractivas en Ecuador 2011

Para los sectores hidrocarburífero y minero del Ecuador, el 2011 fue un año de reestructuración en su gestión y una prolongación de su dinámica de crecimiento. En cuanto al sector petrolero, esto significó una recuperación hacia los niveles de producción experimentados cuatro años atrás. Para el sector minero, por su parte, significó un año de preparación hacia la firma de los primeros contratos de explotación minera a gran escala. A continuación se presenta una lectura sobre lo sucedido en los sectores petrolero y minero en 2011 con una revisión de los hechos y desafíos más relevantes.

16 Sección elaborada por Julio López (<http://www.grupofaro.org/>).

Hidrocarburos

El sector produjo en 2011 alrededor de 182 millones de barriles de crudo, cuyo 72% fue extraído por las empresas estatales (EP Petroecuador, Petroamazonas EP y Río Napo). Asimismo, se dieron incrementos del 67% en la inversión pública del sector (1,977 millones de dólares) respecto al año anterior. Respecto al aporte del sector en el Presupuesto General del Estado (PGE), los ingresos petroleros ascendieron a 6,011 millones de dólares (25% del PGE total); sin embargo, esta cifra es mayor si se considera los recursos que se destinan a la importación de derivados y que ascendieron a tres mil novecientos millones de dólares.¹⁷

Desde las reformas a la Ley de Hidrocarburos, en julio de 2010, se dio paso a una reestructuración en los procesos licitatorios y contractuales. Por un lado, se determinó la migración de los contratos que mantenía el estado con las compañías privadas, de un modelo de participación a uno de prestación de servicios (Prestación de Servicios para la Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos). Como resultado, en enero de 2011 catorce contratos fueron renegociados¹⁸ y otras empresas (Petrobras, entre ellas) decidieron no renovar su contrato. Por otro lado, en junio de 2011 se lanzó la décima ronda de licitación petrolera que buscó licitar seis bloques marginales y para cuya adjudicación se fijó un proceso en base a lo que determina la legislación. Asimismo, el gobierno dio a conocer que se está preparando la undécima ronda exploratoria que involucra alrededor de 21 bloques localizados en el suroriente del país.

Del mismo modo, una de las reformas emprendidas determinó que la participación de trabajadores en las utilidades de las compañías petroleras (15% del total líquido) sea revertida en un 12% para el estado y el 3% se mantenga para los trabajadores. Estos recursos se destinan a los gobiernos subnacionales que estén localizados en las zonas de influencia de los proyectos hidrocarburiíferos y, por otra parte, su inversión se tendrá que destinar para proyectos sociales y de desarrollo territorial. En 2011, se avanzó con la promulgación de un instructivo que regule el proceso de adjudicación de recursos y, por consiguiente, algunos proyectos ya han sido aprobados y se encuentran en marcha.

Minería

Desde la expedición de la nueva Ley de Minería en 2009 hasta la actualidad, varios reglamentos e instructivos han sido publicados con miras a formalizar las prácticas del sector e implementar los procesos y políticas que determina la misma.¹⁹ En estos últimos años se



17 Asamblea Nacional, Comisión del Régimen Económico y Tributario y su Regulación y Control. Informe de Ejecución Presupuestaria 2011.

18 Agip Oil Ecuador B.V. (bloque 10); Enap Sipetrol S.A. (bloques MDC y PBHI); Andes Petroleum Ecuador Ltd. (bloque Tarapoa); Petrooriental (bloques 14 y 17); Repsol YPF Ecuador S.A. (bloques 16, Bogi Capirón y campo Tivacuno); Petrobell (campos Tiguino y Ancón); Consorcio Pegaso (campo Puma); Petrosud (campos Palanda y Pindo); Tecpecuador (campo Bermejo).

19 Algunos reglamentos: general de la ley de minería, del régimen especial de pequeña minería y minería artesanal y ambiental para actividades mineras. Algunos instructivos: para etapas de exploración y explotación minera, para calificación y registro de sujetos de derecho minero, para contratación en pequeña minería, pago de patentes de concesiones mineras, de distribución de regalías y utilidades de la actividad minera, entre otros.



ha venido implementado el marco institucional que contempla dicha ley. En la actualidad, se encuentra integrado por el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables (MRNNR) y sus instancias internas específicas (Viceministerio de Minas, Subsecretaría Nacional de Desarrollo Minero, Subsecretaría Nacional de Contratación Minera y cinco Subsecretarías Regionales de Minas);²⁰ la Agencia de Regulación y Control Minero (ARCOM), que cuenta con ocho coordinaciones regionales a nivel nacional (Ibarra, Cuenca, Riobamba, Machala, Guayaquil, Macas, Loja y Zamora); el Instituto Nacional de Investigación Geológica Minero Metalúrgico (INIGEMM) y, finalmente, la Empresa Nacional de Minería (ENAMI EP).

Hoy en día el país no cuenta con un sistema digital de información minera que esté actualizado y sea de acceso público, lo cual dificulta acceder a información sobre el estado de las actuales concesiones mineras en el país. De la información disponible, se conoce que la superficie concesionada en el país asciende a 1'155,587 hectáreas, de las cuales el 85% corresponde a concesiones metálicas.

Por otro lado, la participación de la industria minera en la economía del país se ve reflejada en un promedio de 0.27% de participación en el PIB durante los últimos diez años. Pese a ello, el sector demuestra que tienen un gran atractivo para la inversión extranjera. En el 2011, el sector captó 346 millones de dólares, de los 568 millones totales, siendo el sector que más aportó en este rubro.

Un hecho que denota la importancia del sector en la planificación estatal es la publicación de un nuevo Plan Nacional de Desarrollo del Sector Minero (PNDSM) 2011-2015. Este presenta los lineamientos políticos, estratégicos y de gestión. Bajo la definición de política pública, estos lineamientos dan una mayor claridad de la gestión gubernamental, delimitando los principales actores de la política pública y las acciones de trabajo concreto. Sin embargo, requiere de mayor explicación sobre cómo este Plan ayudará para preparar el sector, considerando que en el país no existe una tradición de explotación minera a gran escala.

El Plan Nacional de Desarrollo del Sector Minero reconoce como urgente y prioritario, por un lado, contar con investigación e información geológica nacional actualizada y, por otro, fortalecer la institucionalidad estatal. Además, en este mismo Plan se expresa la posibilidad de lanzar nuevas rondas de subasta y remate, lo cual resultará un desafío, considerando que la información no ha sido actualizada, aun cuando este mismo objetivo se plasmó en el Plan del Sector Minero, elaborado por la Secretaría de Planificación y Desarrollo en agosto de 2007. En este sentido, debe ponerse énfasis tanto en el

20 Estatuto por procesos Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, Acuerdo Ministerial 260 publicado en el Registro Oficial Suplemento 148 del 10 de mayo de 2011.

cumplimiento de los planteamientos que el plan contiene como en los mecanismos de monitoreo y seguimiento del mismo.

Por otro lado, en febrero de 2011 se hizo público el inicio del proceso de negociación de los contratos de explotación minera para proyectos de gran escala, con la expectativa estatal de que, hasta finales de 2011, estén firmados, al menos, dos contratos. Las empresas que avanzaron en esta negociación fueron la china Ecuacorriente (Mirador, cobre) y la canadiense Kinross²¹ (Fruta del Norte, oro y plata).

«...se hizo público el inicio del proceso de negociación de los contratos de explotación minera para proyectos de gran escala, con la expectativa estatal de que, hasta finales de 2011, estén firmados, al menos, dos contratos...»

Perspectivas y desafíos

Si bien el 2011 ha sido un año en que se ha logrado concretar acuerdos pendientes de años previos, como el cambio de modelo contractual y la firma de contratos mineros, vale la pena discutir los resultados de la licitación petrolera en los bloques del suroriente del país, próximos a ser licitados. Estos bloques colindan con zonas protegidas y con territorios de pueblos indígenas, muchos de ellos opuestos a la actividad extractiva. Por ello, el debate sobre la consulta previa y el ordenamiento territorial vendrá acompañado de posibles conflictos que involucren a todos los actores de la esfera pública.

En este sentido, contar con información sobre dichos procesos y con mayor acceso a datos oficiales será necesario para facilitar el diálogo informado entre actores públicos, privados y de la sociedad civil. Así mismo, la ampliación de la frontera minera y petrolera demuestra que las actividades extractivas continuarán siendo el motor de crecimiento de la economía; por ello, buscar nuevas fuentes de ingresos y diversificar sectores estratégicos puede ser un tema que reviva la discusión sobre qué modelo de desarrollo se pretende construir.

21 Hasta abril de 2012, Ecuacorriente (ECSA) ha sido la primera empresa en firmar un contrato de explotación minera a gran escala con el proyecto Mirador. Por su parte, Kinross continúa en negociaciones.

22 Sección elaborada por Francisco Cravioto y Aroa de la Fuente (<http://fundar.org.mx/index.html/>).

23 Un problema que se ha señalado desde varios sectores es la falta de una definición clara sobre qué actividades se incluyen dentro de este término. Por lo tanto, PEMEX, bajos su propios criterios, es quien decide contratar bajo uno u otro marco normativo.

México, Fundar²²

Nuevos contratos de exploración y explotación petrolera

El 2008, con la Reforma Energética que tuvo lugar en México, se creó un nuevo régimen legal de contratación para el sector petrolero. Desde entonces, para lo que se denominó actividades sustantivas de carácter productivo,²³ Petróleos Mexicanos (PEMEX) cuenta con una normativa específica que, en teoría, le da mayor flexibilidad y atribuciones a PEMEX para contratar según sus necesidades. Es a partir de este régimen que, a finales del año 2010, el Consejo de Administración de la paraestatal aprobó una nueva tipología de contratación denominada: contratos integrales de exploración y producción.

«...Diversos expertos en la materia señalan el riesgo de que los contratistas sobreestimen los costos ante la falta de experiencia de PEMEX y de mecanismos de control para auditar dichos gastos. Ello supondría (...) desincentivar que las empresas aumenten la producción, pues ya tendrían ganancias suficientes sin necesidad de hacerlo»

En este tipo de contratos, los contratistas desarrollan de manera integral los proyectos. Para ello, se les cede áreas de hasta 170 kilómetros cuadrados por periodos que pueden alcanzar los 35 años. El pago consiste en el reembolso del 70% al 80% de los gastos en que incurra el contratista más una tarifa por barril (a definir para cada proyecto). Diversos expertos en la materia señalan el riesgo de que los contratistas sobreestimen los costos ante la falta de experiencia de PEMEX y de mecanismos de control para auditar dichos gastos. Ello supondría no sólo la pérdida de recursos públicos, sino que, además, podría desincentivar que las empresas aumenten la producción, pues ya tendrían ganancias suficientes sin necesidad de hacerlo.

Finalmente, el 18 de agosto de 2011 este tipo de contratos fueron licitados y asignados por primera vez para campos maduros de la Región Sur, situados en el Estado de Tabasco. En un primer momento, las empresas ganadoras fueron Petrofac Facilities Management Limited, para las Áreas Contractuales de Santuario y Magallanes, y Administradora en Proyectos de Campos, S.A. de C.V., para el Área Contractual Carrizo. Pero este último contrato fue reasignado en noviembre a la empresa Dowell Schlumberger, por incumplimiento de los requisitos legales por parte de la empresa Administradora de Proyectos de Campos.

Estos campos maduros abarcan una superficie total de 312 kilómetros cuadrados, con reserva de 207 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Su producción actual es de casi 15 mil barriles diarios y se estima que la entrada en vigor de los contratos permita incrementarla a 55 mil barriles. Actualmente, se encuentran en implementación. Lamentablemente, la información existente sobre los mismos es mínima, ya que, aunque el modelo del contrato se encuentra en la página de internet de PEMEX, no es posible acceder a las condiciones específicas de cada contrato pues estos no se encuentran publicados.

Por otro lado, PEMEX anunció la segunda ronda de licitaciones de estos contratos para finales de 2011, esta vez para la Región Norte. En concreto, para seis áreas, cuatro de ellas en tierra —Altamira, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca— y dos en el mar —Arenque y Atún—. Finalmente, esta convocatoria se retrasó hasta enero de 2012. Aún se encuentra en proceso de presentación de proposiciones y se estima que la adjudicación de los contratos se llevará a cabo en junio de este año. PEMEX tiene previsto que, tras finalizar las asignaciones en campos maduros, las siguientes adjudicaciones se realicen en Chicontepec y en Aguas Profundas del Golfo de México. Sin embargo, aún hay dudas de que, por sus características, estos contratos resulten atractivos para las grandes empresas que tienen expe-

riencia en este tipo de yacimientos, lo que, a su vez, pone en cuestión la viabilidad de los mismos. Empero, el gobierno justificó la creación del nuevo régimen contractual esgrimiendo el argumento de que era necesario incursionar en aguas profundas porque la necesidad de aumentar la producción y las reservas así lo exige.

Ingresos excedentes: continúa la opacidad y discrecionalidad en su uso

En México, durante el último sexenio ha habido una gran cantidad de recursos presupuestales adicionales provenientes, en su mayoría, del aumento de los ingresos procedentes de la venta de los hidrocarburos que el país produce. Esto se ha debido a que el precio real del petróleo ha estado por encima de lo estimado para esos años por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Del 2007 al 2011, el barril de petróleo ha estado, de media, 12 dólares por encima del estimado. Concretamente, en 2011 superó en 18 dólares lo previsto por Hacienda.

Ante la gran cantidad de recursos excedentes que esto ha supuesto, cabe preguntarse qué uso se les ha dado. Más si tenemos en cuenta que el petróleo es un recurso natural no renovable, por lo que es de vital importancia que los recursos generados a través de su explotación sean utilizados de manera racional, con visión de largo plazo y en inversión productiva. Sin embargo, la información que presenta el gobierno sobre el destino de los ingresos excedentes es escasa y la que existe, por otra parte, indica que más del 70% de estos ingresos está siendo destinado a gasto corriente, es decir que solo poco más del 20% está destinado a la inversión.



Por otro lado, falta información que explique por qué el Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros (FEIP) —creado en el año 2000 para absorber los efectos directos de las fluctuaciones a corto plazo de los precios del petróleo— cuenta con una cantidad de recursos tan limitada. Dicha cantidad es claramente insuficiente para que el fondo pueda cumplir con su objetivo de compensar una disminución en los ingresos derivada de una caída del precio internacional del petróleo, ya que solo representa el 2% del presupuesto federal del año 2012.

En este sentido, es necesario que el gobierno mexicano ponga un freno a estas dos tendencias. Por un lado, a la opacidad que reina en cuanto al uso de los ingresos excedentes y el FEIP; por otro lado, a la discrecionalidad en dicho uso, que, a su vez, está amparada por la falta de transparencia señalada. Estas medidas son fundamentales si se quiere asegurar que los recursos del petróleo sean utilizados en beneficio de la población mexicana, presente y futura.

Minería

Al igual que los hidrocarburos, los recursos minerales del subsuelo son del dominio de la Nación mexicana, tal como lo establece el Artículo 27 de la Constitución Política. Sin embargo, a diferencia de la actividad petrolera, la minería en México es una actividad sujeta a un régimen de concesiones a la iniciativa privada. Es facultad del estado asignar concesiones a empresas privadas para su expropiación, facultad que ejerce a través de la Dirección General de Minas (DGM) de la Secretaría de Economía (SE).

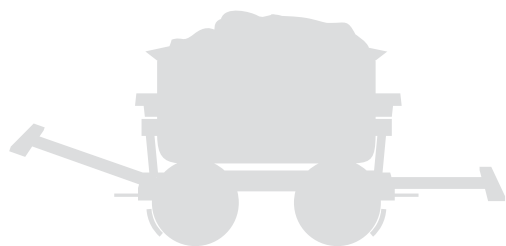
Es difícil conocer cuántas concesiones nuevas ha otorgado el estado mexicano a empresas privadas, en tanto que la DGM retiró sus bases de datos del portal desde febrero de 2011. La DGM prometió entregar una base de datos completa con información sobre las concesiones en el marco de la Alianza para el Gobierno Abierto. Sin embargo, aún no entrega una base de datos que satisfaga las expectativas de la sociedad civil. No obstante, según cálculos realizados por expertos del sector, más del 25% del territorio nacional se encuentra concesionado a empresas mineras. De todas las concesiones, 80% pertenecen a empresas extranjeras, encabezadas por las empresas canadienses.²⁴

El 2011 fue un año marcado por las movilizaciones sociales en contra de los megaproyectos mineros. Continuó la ocupación de la población aledaña a la mina Aquina, en Michoacán. Asimismo, se realizaron importantes movilizaciones por parte de la sociedad civil en contra de los proyectos de apertura de minas a cielo abierto en La Pitalla (cerca de la ciudad de La Paz, Baja California Sur), Caballo Blanco (próxima a la planta nuclear de Laguna Verde, en Veracruz) y Wirikuta. El último de estos casos es significativo en tanto que el cerro de Wirikuta es considerado como sitio sagrado para el pueblo wixárika, al cual no se le ha consultado de acuerdo a las normas establecidas en el Convenio 169 de la OIT. Para México, las normas establecidas en este convenio gozan de rango constitucional. No obstante, iniciativas de ley que buscan normar este derecho se encuentran congeladas en el Congreso.

Perú, Grupo Propuesta Ciudadana²⁵

El sector extractivo

El 2011 se caracterizó por sustanciales cambios en las políticas públicas que orientan el sector extractivo nacional, los cuales se dieron luego de que Ollanta Humala asumiera la presidencia del país en julio de ese año.



24 Conferencia: «Megaproyectos mineros, devastación ambiental y derechos humanos». Instituto de Investigaciones Jurídicas de la Universidad Nacional Autónoma de México, 19 de abril de 2012.

25 Sección elaborada por Sandra Mosquera y Epifanio Baca (<http://www.propuestaciudadana.org.pe/>).

«El primer cambio toca al rol del estado en el mercado del sector hidrocarburos. Para ello, el gobierno ha decidido repotenciar la empresa estatal Petroperú. La finalidad es que esta ingrese a la fase de explotación de hidrocarburos en cinco años...»

El primer cambio toca al rol del estado en el mercado del sector hidrocarburos. Para ello, el gobierno ha decidido repotenciar la empresa estatal Petroperú. La finalidad es que esta ingrese a la fase de explotación de hidrocarburos en cinco años, que es el plazo que se ha establecido para cumplir con esta meta. En esta línea, Petroperú está buscando aliados estratégicos con los cuales realizar inversiones en exploración y explotación de petróleo. El modelo de gestión que estarían implementando sería parecido al que tiene la petrolera brasilera Petrobras. Por otra parte, Petroperú también participará en el proyecto de construcción del Gasoducto del Sur, en alianza con la también brasilera Odebrecht. Este cambio del rol de Petroperú es una opción que tiene opositores, pero que hasta ahora está avanzando y que, bien implementada, podría contribuir a contar con mayores volúmenes de gas para la zona sur del país.

El segundo cambio consistió en la promulgación de tres nuevas medidas tributarias que permitirán aumentar la participación del estado en las rentas extraordinarias que produce la actividad minera. Estas medidas fueron negociadas con las empresas mineras de tal modo que su aplicación no colisione con el ordenamiento jurídico del sector. En razón de ello, se aprobó el Impuesto Especial a la Minería para las empresas sin contratos de estabilidad jurídica, un Gravamen Especial a la Minería para las empresas con contratos de estabilidad jurídica y, finalmente, una ley que modifica la base de cálculo y los porcentajes de las regalías mineras. La recaudación por las dos primeras medidas irá directamente al gobierno central. El gobierno estima que recaudará tres mil millones de soles. Sin embargo, hay fundadas razones para pensar que podría ser menor, a saber: el Gravamen Minero y el Impuesto Especial a la Minería serán deducidos como gasto para fines tributarios, por lo que tendrá un efecto negativo en la recaudación del Impuesto a la Renta (IR). Desde el Grupo Propuesta Ciudadana hemos estimado que, tomando las cifras del año 2010, el monto a recaudar sería de alrededor del 50% del monto indicado. Además, cabe señalar que la disminución del IR afectará a los ingresos por canon de las regiones y favorecerá al gobierno central.

El tercer cambio en la política pública fue la promulgación de la Ley del Derecho de la Consulta Previa, cuyo Reglamento fue aprobada en abril del 2012, a pesar de las observaciones planteadas desde la organizaciones de comunidades nativas. Uno de los principales objetivos de la ley de consulta previa consiste en resguardar y respetar los derechos de las comunidades indígenas y comunidades campesinas cuando se deciden grandes proyectos de inversión cuyos impactos medioambientales y sociales son innegables. Aprobada la ley y su reglamento, el mayor desafío a futuro, para el estado, las empresas y

las comunidades, radica en la implementación de estas medidas en un contexto marcado por una creciente conflictividad social.

Por otro lado, no cabe la menor duda respecto a que los conflictos sociales vinculados a las actividades extractivas han sido una permanente muestra de rechazo a la expansión de estas actividades en el país. Durante el 2011, los conflictos sociales de alcance nacional, como el de Conga en Cajamarca, Tía María en Arequipa, Santa Ana en Puno, así como aquellos vinculados a la minería informal que se desarrolla mayoritariamente en la selva de Madre de Dios, pusieron en la agenda pública el debate sobre los impactos ambientales y sociales que genera la actividad minera.

Respecto a los conflictos vinculados a la minería informal, cabe señalar que el estado tomó acciones para hacerle frente a esta actividad a través de la destrucción de dragas y maquinarias utilizadas para extraer el oro en la zona, pero además se dieron desde el estado medidas para que se pueda formalizar a los mineros informales, así como sanciones y prohibiciones para el ejercicio de la minería ilegal.

El mercado, los precios y la producción

En el sector minero, en el 2011 la inversión privada fue de más de cuatro mil millones de dólares, que, en comparación con el año pasado, implica un crecimiento de 18%. El valor de la producción minera del 2011 ha aumentado para casi todas las regiones del Perú, lo que se debe, principalmente, al efecto de los precios, los cuales aumentaron 23% en promedio durante este año. Esta alza de los precios se ha visto reflejada en la mejora de las utilidades netas de las empresas mineras, las cuales han aumentado en 7%, en promedio. Por ejemplo, Antamina aumentó su utilidad neta en 32%, Southern disminuyó en 13%, las utilidades de Cerro Verde se han mantenido y, finalmente, Shougan aumentó en un 50%.

Los tributos internos del sector minero representan el 17% de todos los tributos internos para el 2011, es decir: 11,172 millones de soles de 64,033 millones; por otro lado, su participación en el IR es de 6,277 millones de 19,273 millones, lo que es poco más del 30%. Añadamos que el 50% del IR de las empresas mineras se destina al canon de las regiones productoras. Sin embargo, en el 2011 el impuesto transferido ascendió a 4,273 millones. Tanto la recaudación de la regalía como de la nueva regalía a partir del último trimestre se dieron este año, ambas significaron un monto de 841 millones de soles. Por lo demás, el impuesto especial recaudado fue 59 millones, mientras que el gravamen minero fue de 136 millones.



Por otro lado, la extracción de petróleo viene disminuyendo, tanto en Loreto como en Piura, las principales regiones productoras de petróleo en el Perú. En cambio, la producción de Gas Natural (GN) y LGN —ambos parte de Camisea, en Cusco— se ha multiplicado por siete desde el 2004. El sector hidrocarburo aporta el 6% de los tributos internos y el 7% del IR. Por otro lado, el estado también genera recursos gracias a los contratos de licencia y de servicios, ya que estos pagan regalías, y las regalías equivalentes están en relación al valor de producción (a diferencia de las regalías mineras que están en relación a la utilidad operativa); estas regalías siempre deben de ser mayores al canon.

«Un caso resaltante este año ha sido el crecimiento en la producción de gas de Camisea, en donde el valor de producción aumentó por dos factores: el precio y la producción. El aumento se dio en ambos lotes, pero principalmente del GN del lote 56 y del lote 88...»

Un caso resaltante este año ha sido el crecimiento en la producción de gas de Camisea, en donde el valor de producción aumentó por dos factores: el precio y la producción. El aumento se dio en ambos lotes, pero principalmente del GN del lote 56 y del lote 88. Este crecimiento hizo que los ingresos del canon aumenten en más de 50% con respecto al 2010, lo cual favorece a la región Cusco, donde se ubica este recurso, aumentando las transferencias al gobierno regional, los gobiernos locales y las universidades.

La ejecución de todos los gobiernos regionales en inversiones tiene un promedio de 65%. Las regiones que tienen un presupuesto más grande de inversión son, en su mayoría, regiones productoras mineras e hidrocarburíferas, como Áncash, Cajamarca, Loreto y Cusco, cuya ejecución, en promedio, es del 70%.

Uno de los principales problemas que se tiene con los ingresos de las industrias extractivas es que ha generado brechas no solo al interior del país, sino también al interior de las regiones productoras. Se puede observar que, incluso aquellas regiones productoras que tienen un presupuesto de inversiones bastante alto, presentan una fuerte desigualdad cuando se observa a los gobiernos locales. El caso de Cusco es un buen ejemplo de ello, ya que la provincia La Convención, donde se explota el gas de Camisea, tiene 767 millones de soles por invertir, la provincia que le sigue es la provincia minera de Espinar, con 165 millones, y la siguiente es Cusco, con 118 millones. Con respecto a la ejecución de estas provincias, las que tienen un presupuesto menor a la de Cusco han podido ejecutar el 85% de su presupuesto proveniente del canon, mientras que Espinar y La Convención han ejecutado solo el 49%. Estas últimas, provincias con mayor presupuesto, encuentran mayores dificultades a la hora de ejecutarlo. Este caso se puede replicar en más provincias productoras de minerales y/o hidrocarburos.

