



MAYO 2017

**BOLETÍN DEL
SECTOR EXTRACTIVO
EN COLOMBIA N° 13**



ÍNDICE

El segundo informe EITI -
Colombia 1

Refinería de Cartagena:
más que un caso de mala
planeación y estimación 4

Minería pequeña y de
subsistencia en Colombia 7

**Fundación Foro Nacional
por Colombia**
(57-1) 2822550
Carrera 4A No. 27-62
Bogotá, Colombia
www.foronacional.org
info@foro.org.co

**EL SEGUNDO INFORME EITI – COLOMBIA:
AVANCES Y RETOS PARA EL NUEVO INFORME**

Fabio E. Velásquez C.¹

Presidente Ejecutivo

Foro Nacional por Colombia

Miembro del Comité Tripartita Nacional de EITI

La Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI) se ha venido consolidando en Colombia gracias al esfuerzo mancomunado del Gobierno, las empresas y las organizaciones de la sociedad civil (OSC), y, en particular, al liderazgo de estas últimas, reflejado en propuestas concretas que han robustecido el ejercicio y buscan proyectarlo como una herramienta de producción de información y de generación de debate público sobre el sector extractivo en el país.

Aunque no es la única actividad, la elaboración de los informes nacionales constituye el foco principal de la Iniciativa. En otras palabras, el informe es el instrumento para concretar la aplicación del estándar EITI y, sobre todo, para motivar una discusión pública sobre el presente y el futuro de la actividad extractiva en Colombia, sus efectos positivos y negativos, y los retos que debe enfrentar de cara a la construcción de una Colombia próspera, equitativa y en paz.

Recogiendo la experiencia para el segundo informe

En enero de 2016 fue entregado el primer informe EITI Colombia al Consejo Internacional de la Iniciativa y a diferentes sectores de la opinión pública. Un año más tarde, el Comité Tripartita Nacional (CTN) entregó un segundo informe. Las organizaciones de la sociedad civil representadas

¹ Se agradece el aporte de Ana María Cárdenas a la sección final de este artículo.

en el Comité, luego de analizar el primer informe, propusieron al Gobierno y a las empresas una serie de fórmulas que permitieran mejorar sustancialmente la segunda versión, de modo que sirviera mejor a los propósitos de la Iniciativa. Entre ellas, cabe destacar las siguientes:

- Mejorar el capítulo de contexto. Esta sección del informe pretende ser una radiografía del sector extractivo en Colombia en materia de normas e instituciones relacionadas con el sector, aportes de este último a la economía, avances y resultados de la actividad en el país y otros aspectos. Su objetivo es brindar un marco analítico para la comprensión de los demás contenidos del informe e ilustrar a quienes no conocen el caso colombiano sobre los principales rasgos del sector en el país. El contenido de esa sección en el primer informe no logró del todo ese propósito, por lo que las OSC insistimos en mejorar sustancialmente ese capítulo, tanto desde el punto de vista de la información presentada como de los contenidos y su análisis.
- Presentar de manera más precisa y completa las cifras sobre el sector extractivo a fin de construir series de tiempo que den cuenta de las principales tendencias del sector, trascendiendo incluso el período de vigencia del informe.
- Territorializar la información. Las organizaciones que representan a la Mesa de la Sociedad Civil para la Transparencia de las Industrias Extractivas en el CTN2, una vez que el gobierno entregó oficialmente el primer informe, llevaron a cabo algunos talleres de socialización del mismo para que diferentes comunidades y organizaciones pudieran conocer su contenido. Este ejercicio puso de presente una debilidad del informe: no tenía información por territorios, lo que reducía el interés de las personas sobre el reporte en las diferentes regiones visitadas. Por ello, propusieron que en el segundo informe la información fuera presentada de manera desagregada por departamentos y, en lo posible, por municipios, al menos los que generan mayor producción de petróleo, gas y minerales en el país.
- Desagregar información. La idea era llenar los déficits de información sobre pagos de las empresas al Estado que en el primer informe no fue posible obtener, o que fue incluida a nivel agregado o de manera parcial. Se pedía que esa desagregación no fuera solo territorial, sino también por proyecto.
- Actualizar la vigencia del informe, tomando como referencia los años 2014 y 2015, y no solamente un año.
- Ampliar la cobertura del informe a otros sub-sectores, como el de los materiales de construcción, así como la minería mediana.

- Finalmente, acogerse al nuevo estándar EITI, aprobado en 2016 por el Consejo Internacional de la Iniciativa.

Aunque fueron objeto de no poca discusión, la mayor parte de estas propuestas fueron finalmente acogidas para la redacción del segundo reporte, lo que significó un importante avance de este último en materia de calidad de la información y del análisis presentado.

¿Qué contiene el segundo informe?

El informe tiene como vigencias los años 2014 y 2015. Las empresas que aportaron información son las mismas 18 (12 del sector hidrocarburos y 6 del sector minero) que adhirieron a la iniciativa en 2015, lo que significa que la cobertura no se incrementó. Aunque el gobierno invitó a otras empresas para que se sumaran a este ejercicio, no logró que aceptaran la invitación. Así, el informe se refiere, al igual que el primero, a explotación de petróleo, gas y minerales (oro, carbón, hierro y níquel). La materialidad fue de 96.4% en 2014 y de 93.6% en 2015. Es una materialidad significativa en el sentido de que los pagos hechos por las empresas que participan en la Iniciativa representan un alto porcentaje del total de pagos realizados por las empresas del sector al gobierno nacional.

El reporte 2014-2015 fue estructurado en cinco capítulos. El primero de ellos presenta el contexto del sector extractivo, organizado en tres secciones: una caracterización de la industria en el país, incluido el componente ambiental; el marco institucional, normativo y fiscal; y el aporte de la industria en términos económicos. El segundo capítulo analiza los diferentes componentes de la cadena de valor tanto de la minería como de la explotación de hidrocarburos, con una referencia especial a Ecopetrol. El capítulo 3 se refiere a la forma como Colombia se ha vinculado a la Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas, teniendo como referente el estándar aprobado en 2016. El capítulo menciona los antecedentes de dicha vinculación, las empresas adheridas, la materialidad del informe y la metodología de trabajo para la construcción del índice y la realización de otras actividades incluidas en el plan de acción.

El cuarto capítulo ofrece información sobre los ingresos generados por la industria extractiva por concepto de impuestos y regalías, así como su distribución y uso, especialmente en el caso de las regalías. Las cifras presentadas por el informe reflejan la evolución del sector, determinada en buena parte por el comportamiento de los precios de las materias primas en el mercado internacional. En 2013 (primer informe), las empresas adheridas a la Iniciativa pagaron un total de 33,7 billones de pesos; esa cifra se redujo en 2014 a 28,3 billones y, en 2015, a 14 billones, lo que significó una reducción de más del 55% con respecto a los ingresos generados dos años antes.

El último capítulo presenta la conciliación de los pagos de las empresas y los ingresos percibidos por el Estado por concepto de dichos pagos. Este es uno de los principales componentes de la Iniciativa pues transparenta el flujo de ingresos entre las empresas y el Estado y señala la brecha existente entre las cifras presentadas por las dos partes. En el primer informe, esa brecha fue del 0,4% de

2 La Mesa, creada a fines de 2013, está conformada por organizaciones sociales y académicas de nueve regiones del país interesadas en la transparencia del sector extractivo.





INFORME EITI COLOMBIA

VIGENCIAS FISCALES
2014 y 2015

los pagos, equivalente a cerca de 134.000 millones de pesos. En el 2014, la brecha fue del 0,3% (89.000 millones), mientras en el 2015 se redujo a menos del 0,1% (un poco menos de 2.000 millones).

Balance y retos

El segundo informe EITI avanza en contenidos, información y calidad del análisis con respecto al primero. En tal sentido, constituye una herramienta que puede ser útil no solo desde el punto de vista de la oferta de información sobre la industria extractiva en Colombia, sino de la discusión sobre el rol de la actividad extractiva en la economía colombiana y, particularmente, en la generación de ingresos para financiar la inversión pública. Aspectos como la desagregación territorial de la información, el avance sustancial en la elaboración del capítulo de contexto, la información sobre contratos y la reducción de la brecha informativa entre pagos de las empresas e ingresos del Estado colombiano son aspectos que cabe destacar como positivos.

Sin embargo, el informe presenta algunos déficits que habrá que remediar en el próximo informe, a fin de garantizar un producto de calidad y muy funcional para alimentar la discusión pública sobre el sector extractivo en Colombia. En efecto, aunque hemos avanzado en la -territorialización- de la información, es preciso dar unos pasos más en esa dirección (incluyendo más municipios, por ejemplo) y, en general, en la desagregación de los datos, no solo a nivel territorial sino de proyecto, pues solo de esa manera el informe puede ser útil y atractivo para las comunidades locales, las organizaciones sociales y los gobiernos municipales. Es necesario tener un mayor nivel de desglose en la información respecto a los pagos sociales, tanto obligatorios como voluntarios. En el informe se presentan cifras agregadas sobre el aporte de las empresas en términos económicos, así como los territorios en los que hay una mayor presencia de cláusulas sociales dentro de los contratos firmados. Sin embargo, no se brinda detalle sobre la destinación de esos recursos, por ejemplo, proyectos de infraestructura, de educación y cultura, o iniciativas productivas para la seguridad alimentaria.

En esa misma lógica, no existe información respecto a los impuestos que han pagado las empresas a los municipios de manera específica

y desagregada. Esto se debe a unas debilidades de información propias de las entidades territoriales para brindar información sobre estos montos. En el segundo informe se presentan unas cifras bastante generales que dan un panorama demasiado amplio, el cual no termina de satisfacer a las comunidades locales ni les brinda información realmente útil a la hora de examinar sus territorios.

Uno de los aspectos que más preocupa a las comunidades es que el informe EITI emplea un lenguaje demasiado técnico y poco inteligible para el común de las personas. Para leer las 150 páginas del informe o su mismo resumen ejecutivo se requiere de un bagaje de conocimientos que no todas las personas poseen. En este aspecto se espera que el próximo informe se pueda elaborar con un lenguaje más apropiado, que permita el acceso y entendimiento de la información consignada a una más amplia gama de actores.

Por otra parte, es necesario que la información sobre los pagos de las empresas en impuestos y regalías esté acompañada por los datos sobre beneficios tributarios recibidos por las empresas adheridas a la iniciativa. Esto permitiría un mayor margen de realismo en la valoración de los aportes que hacen las empresas por la explotación de recursos naturales. De igual forma, es preciso transparentar los pagos por el transporte de los recursos extraídos. En el informe se detalla una información sobre los ductos que están a cargo de Ecopetrol, y los cuales le representan un nivel de ingresos. No obstante, aún quedan por fuera del informe las otras redes de oleoductos, gasoductos y poliductos que tiene el país, así como el transporte de carga de carbón a través de los Ferrocarriles del Norte (Fenoco), los diferentes puertos de comercialización en la costa Pacífica y Caribe, y el que se ejecuta a través de camiones y tracto camiones por las carreteras del país.

Por último, es necesario definir una estrategia de difusión del informe por parte del gobierno. En eso hay un atraso considerable, que el propio gobierno no ha logrado resolver hasta el presente. Ha sido el esfuerzo de las OSC el que ha permitido que el informe llegue a varias regiones del país. Si el informe no se conoce, no podrá ser útil para los propósitos arriba mencionados ni podrá ser apropiado por los actores interesados.

REFINERÍA DE CARTAGENA: MÁS QUE UN CASO DE MALA PLANEACIÓN Y ESTIMACIÓN

Luis Felipe Jiménez
Unidad Ejecutora de Programas
Presidencia de Foro
Bogotá

El proyecto de ampliación y modernización de la Refinería de Cartagena (Reficar) tiene sus orígenes en el Plan Maestro de la Refinería elaborado por Ecopetrol en el año 1999, el cual estimaba una inversión de 880 millones de dólares de acuerdo con los estudios de ingeniería realizados por Technip Italy Spa y los términos establecidos en el Conpes 2878 de 1998. Su principal objetivo era garantizar el autoabastecimiento de combustibles para la nación triplicando la refinación de combustibles, proveer excedentes para exportación, suministrar materias primas para la industria petroquímica y romper la dependencia nacional de la refinería de Barrancabermeja.

De acuerdo con el informe de noviembre de 2016 que hizo la Contraloría sobre el proyecto de ampliación y modernización de Reficar, el proceso de selección del socio estratégico que hizo Ecopetrol en el 2005 para conformar la sociedad inversora del proyecto se basó en aspectos de capacidad financiera, por encima de los criterios de experticia y conocimiento del negocio que se quería desarrollar. Como resultado de este proceso de selección, se adjudicó el contrato a la compañía suiza Glencore International A.G en agosto del 2006, por un valor de USD 630,7 millones.

Ejecución del Proyecto

La nueva sociedad conformada por Glencore y Ecopetrol debía registrarse bajo los lineamientos contenidos en los Conpes 3312 de 2004 y el 3336 de 2005, en los que, de acuerdo a los colosales costos de inversión que requería el proyecto de Reficar y los riesgos en la operación, el sector privado debía asumir una mayor participación de recursos bajo un esquema contractual de -llave en mano-, el cual eliminaba riesgos de posibles sobrecostos en la construcción de la refinería. En consecuencia, Glencore asumió un 51% de las acciones, mientras Ecopetrol lo hizo con el 49% restante. De manera particular, es importante mencionar que el valor de las acciones que adquiría Glencore se pagarían en dos cuotas: una tercera parte al momento de aceptar la oferta, y las otras dos terceras partes durante el año siguiente.

A pesar de tener una supuesta claridad en los plazos de pagos (que al final no se cumplieron)¹, no se estableció ningún tipo de condición

¹ Como se muestra en la Tabla 1, dos años después de adjudicar el contrato se estaba pagando una tercera cuota.

con respecto al riesgo cambiario, lo que llevo a Ecopetrol a asumirlo en las respectivas transacciones realizadas. En agosto de 2006 el valor total de la transacción para la adjudicación del 51% de Reficar era de USD 658,6 millones con una TRM de COP \$2.398, lo que equivalía a la suma de \$ 1,57 billones de pesos colombianos². Con la fluctuación de la tasa de cambio, el valor real del 51% de Reficar fue de 1,27 billones de pesos colombianos, implicando una pérdida de ingresos para Ecopetrol de COP \$300.000 millones.

Tabla 1. Valores Recibidos de Glencore

Fecha de Transacción	Valor USD	TRM (pesos por dólar)	Valor en Pesos
9 de noviembre de 2006	2.251.547,39	2.265,10	5.099.980.000,00
4 de abril de 2007	218.814.285,71	2.171,47	475.148.656.990,69
3 de abril de 2008	437.628.546,43	1.826,34	799.258.519.486,97
Totales	658.694.379,53		1.279.507.156.477,66

Fuente: Reficar-Respuesta de requerimiento AER-254, en Informe de la Contraloría (2016).

Conformada la sociedad a principios del 2009, Glencore argumentó dificultades imprevistas, imprevisibles, irresistibles e insuperables para continuar con el proyecto y sus obligaciones contractuales, por lo que solicitó ejercer el derecho de retiro de la sociedad inversora. De acuerdo al informe de la Contraloría, la Junta Directiva de Ecopetrol autorizó la salida de Glencore del proyecto en septiembre del mismo año, sin llegar a probar adecuadamente las causales manifestadas por la compañía y dejando de ejecutar los mecanismos dispuestos en el Acuerdo Marco de Inversión -AMI- para sancionar los incumplimientos de Glencore. Debido a esto, Ecopetrol recompró a la compañía suiza sus respectivas acciones por un valor de USD 549 millones y continuó con la compañía Chicago Bridge & Iron (CB&I) como principal contratista para las obras de ingeniería detallada, suministro y construcción de la refinería.

² Según el informe de la Contraloría General de la República, el precio de adjudicación fue de 630,7 millones de dólares, pero Reficar certificó el valor de 658,6 millones como el total de los aportes de capital hechos por Glencore.





Fuente www.reficar.com.co

El paso en falso

En ese mismo año 2009 se realizó la sesión ordinaria N° 48 del 24 de noviembre, en la que se marca un hito importante, según las investigaciones de la Fiscalía General de la Nación, puesto que a partir de esta fecha y teniendo como evidencia el acta de esa reunión, se aprobó una nueva modalidad de negociación entre Ecopetrol y CB&I con sus filiales (Reino Unido, Américas y Colombia) que abriría la puerta a las irregularidades y a los millonarios sobrecostos del proyecto. Esta modalidad consistió en cambiar el esquema de -llave en mano- por uno de “gastos reembolsables”³, que al final permitió a CB&I pasar un sinnúmero de facturas sin control y auditoría, aun incumpliendo sus obligaciones en el proyecto⁴. Este tipo de acciones fueron incongruentes con lo que señalaban los Conpes anteriormente mencionados.

En ese sentido, a través de esta modalidad se empezaron a realizar nuevos contratos y adiciones presupuestales que terminaron por elevar los costos totales de la refinera de USD 3.777 millones a USD 8.016 millones, un poco más del doble de lo estimado inicialmente. Entre 2010 y 2015 se realizaron cinco Controles de Cambio (modificaciones presupuestales) con CB&I para terminar las obras de Ingeniería, Procura y Construcción del Proyecto (EPC). En general, las

³ Modelo contractual en el que el contratista cobra por cada uno de los pasos de la obra y unos honorarios que le reembolsa posteriormente el contratante. En este caso, los riesgos fueron asumidos por el Estado a través de Ecopetrol.

⁴ El acta que abrió la puerta al desgüeño en Reficar según Fiscalía. (El Tiempo): <http://www.eltiempo.com/justicia/investigacion/acta-que-abrio-la-puerta-a-desfalco-de-reficar-83066>

causas argumentadas por CB&I fueron estimativos iniciales de costos inexactos, baja productividad laboral, cambios de estrategia en los trabajos, subestimación de precios durante las obras, un paro laboral de la Unión Sindical Obrera (USO) y retrasos de cronograma.

Entre los errores más importantes, contractualmente hablando, la Contraloría menciona que en estos contratos no hubo un modelo de control amplio, adecuado y robusto que permitiera ejercer una observación al contratista (CB&I); que la modalidad de “costos reembolsables- desincentivó al contratista a culminar la obra dentro de los tiempos establecidos (mayor costo, mayor utilidad); y que no se contempló contratar una interventoría técnica de las obras, sino posterior al inicio de las obras. Asimismo, identificó que en cuanto a indemnidades no se respetó en ningún momento las cláusulas contractuales que “afirman que el contratista deberá corregir cualquier incumplimiento y que indemnizará a cualquier miembro del grupo propietario (Ecopetrol)”. Contrario a lo que se estipulaba, Reficar tuvo que subsanar con finanzas públicas los incumplimientos del contratista (CB&I)⁵.

Investigaciones y posibles responsables

La Contraloría fue la primera entidad en realizar investigaciones y ha estipulado que 38 directivos de Ecopetrol, Reficar y el Gobierno podrían estar implicados en un detrimento patrimonial de 17 billones de pesos, estimando el tiempo de operación que ya debería tener la refinera de haber cumplido con los tiempos programados, cifra

⁵ Informe de la Contraloría, 2016.

que para algunos resulta desmedida. Por su parte, la Fiscalía luego de ocho meses de indagación ha concluido recientemente que sí hubo un desfalco, tal como se menciona anteriormente, más allá de simples hechos de mala planeación y estimación.

La Fiscalía estima que son al menos cuatro los delitos del caso: peculado por apropiación, enriquecimiento ilícito, interés indebido en la celebración de contratos y falsedad en documentos. Los cargos establecidos en principio, salpican a altos ex-funcionarios de Ecopetrol y Reficar, y a dos ex representantes legales extranjeros de CB&I, quienes deberán asistir a una audiencia de imputación de cargos el 7 de junio de este año. La Fiscalía estima el desfalco provisionalmente en COP 610.000 millones, equivalentes a 18 veces el monto del caso Odebrecht en Colombia; sin embargo, la cifra no deja de ser mínima frente a los cálculos de la Contraloría.

Según la Fiscalía y la Contraloría, se identifican entre las irregularidades pagos por bebidas alcohólicas y servicios de Spa para los contratistas por 22.000 dólares; sueldos a 237 trabajadores que nunca ingresaron a Reficar; el alquiler de más de 50 grúas que no se utilizaron en su totalidad; andamios que de USD 23 millones pasaron a USD 161 millones; un incremento de USD 364 millones por horas laborales en Egipto y Holanda; y sobrecostos en el alquiler de baterías sanitarias por más de COP \$9 mil millones, entre otras. Estas irregularidades y adiciones que inflaron el costo del proyecto se lograron fraguar bajo el beneplácito del esquema contractual de -costos reembolsables-, el cual nunca fue autorizado vía decreto o norma de la nación, y bajo la ausencia de un control estricto a la facturación que hacía el contratista, más aun si se trataba de recursos públicos.

Estado actual de la Refinería

Desde noviembre de 2015 Reficar empezó a iniciar labores de manera secuencial, teniendo en cuenta que son 34 unidades industriales en una sola refinería, a medida que se terminaba una, se entregaba y se colocaba en operación. De acuerdo con Amaury De La Espriella, su actual presidente, se espera que la refinería logre la estabilización suficiente durante el 2017 alcanzando su máxima capacidad, que es una producción de 150 a 160 mil barriles diarios; hasta el 2016 la refinería tuvo un promedio de producción de 114 mil barriles diarios. Varios expertos coinciden en que Reficar ya finalizada es una refinería de talla mundial, y por sí sola contribuyó al aumento en medio punto del PIB del país en el 2016.

Sin embargo, también vale la pena reflexionar sobre una realidad nada ajena para el país, y es que actualmente se cuenta con reservas aproximadas de petróleo para ocho años, en un contexto de justa y creciente movilización social frente a los impactos sociales y ambientales derivados de los proyectos extractivos en las regiones. Esta realidad, quizá inesperada por el gobierno y sus proyecciones para el incremento de la exploración de yacimientos, ha generado dudas frente al optimismo que puede haber por la puesta en marcha de la refinería y su sostenibilidad en el tiempo, ya que con las adiciones presupuestales en la fase de construcción, se modificó



Fuente www.reficar.com.co

una tasa esperada de rentabilidad del proyecto de 16,10%, a una de 4,35%, la cual está por debajo de la deuda del proyecto (5,5%)⁶.

Según el ex-gerente de la refinería Reyes Reynoso Yáñez, cuando la planta opere en su capacidad máxima, las utilidades serán suficientes para pagar las deudas que tiene con la Banca Internacional y con Ecopetrol, siendo en 13 años una empresa rentable. De acuerdo con esto, se identifica una diferencia curiosa en las expectativas temporales entre reservas estimadas de crudo y tiempo de espera para la rentabilidad, lo que finalmente lleva a pensar si el gobierno optará por promover a toda costa la exploración y explotación de yacimientos no convencionales en medio del rechazo que genera, o si más adelante el Estado se verá obligado a incrementar las importaciones de crudo para hacer valer la inversión realizada en la refinería de Cartagena. Según De La Espriella, la refinería ha tenido que importar 70 mil barriles de petróleo estadounidense y angoleño en este año para aprovechar la infraestructura de la refinería y abastecer la demanda de combustibles y sus derivados en el país.

⁶ Hasta el 2046 los colombianos pagaremos la gigantesca deuda que dejó Reficar: Contraloría. (El Espectador): <http://www.elespectador.com/noticias/economia/el-escandalo-de-reficar-alcanza-los-85-billones-articulo-669224>





MINERÍA PEQUEÑA Y DE SUBSISTENCIA EN COLOMBIA, POTENCIALIDADES Y RETOS DE LA NUEVA CLASIFICACIÓN POR ESCALAS

Elizabeth Echavarría
Alianza por la Minería Responsable



Clasificación de la actividad minera

El pasado 21 de octubre se hizo público el Decreto 1666 de 2016, el cual, en conjunto con la Resolución 40103 del 9 de febrero de 2017, establece una nueva clasificación de la actividad minera por escalas en Colombia, a saber: grande, mediana, pequeña y de subsistencia. Esta clasificación parte del criterio de dimensión del área del título para operaciones en etapa de exploración, construcción y montaje, y del volumen de material removido para los que se encuentran en etapa de explotación. La misma materializa la disposición incluida en el Artículo 21 del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 (Ley 1753 de 2015) que ordenó la definición de estas escalas con miras al establecimiento de políticas públicas diferenciadas para el sector.

Con la publicación de este sistema de clasificación se puso fin a un periodo de 16 años durante el cual, desde la promulgación de la Ley 685 de 2001 (Código de Minas), la actividad minera nacional no contó con unos criterios que diferenciaran a sus productores de acuerdo a su producción y capacidades.

Con anterioridad, el país contó con varios sistemas de clasificación, por ejemplo el establecido en 1988 (Decreto 2655) que incluía umbrales en términos de producción, número de empleados y nivel de mecanización para distintos minerales y tipos de minería, y el incluido en el Plan Nacional de Desarrollo Minero de 1997 que dividió el sector en 4 segmentos, desde el primero, que agrupaba “unidades mineras locales, con o sin estructura empresarial y cuyos trabajos se dan a pequeña escala”, hasta el cuarto, en el que se incluían “grandes empresas mineras internacionales, o filiales de las mismas, que poseen porciones significativas del mercado de uno o varios productos mineros”.

La importancia de contar con una clasificación por escalas en una actividad como la minera en Colombia encuentra su explicación en la consideración básica de que, en orden a formular políticas públicas adecuadas para un sector, cualquiera que este sea, una condición fundamental que debe ser satisfecha tiene que ver con la identificación del público objetivo. En el país, si bien se tenía conocimiento de la importante proporción que representan las actividades pequeñas y de subsistencia en el conjunto del sector minero (se calcula que unas 300.000 personas se dedican a este tipo de actividades y que las mismas representan alrededor del 70% del sector¹), se carecía hasta ahora de un marco de referencia que permitiera conocer, a ciencia cierta, las características de estos actores y las dimensiones del subsector que integran.

Definir lo que es pequeña minería y minería de subsistencia y cómo se diferencian entre sí y respecto de las demás escalas, no es pues un ejercicio académico o gratuito, sino “una necesidad

¹ Ministerio de Minas y Energía. 2012. Censo Minero Departamental 2010-2011. Bogotá



práctica que crea el cimiento para construir un marco legal realista”².

Lo que sigue

En el contexto de la agenda económica y de desarrollo del país y en el marco del actual post-acuerdo, la clasificación es una buena noticia para el sector, especialmente teniendo en cuenta el paso a seguir a partir de la misma, el cual consiste en la efectiva clasificación de los títulos vigentes en el país de acuerdo a las escalas establecidas y el inicio de labores de fiscalización y programas de formalización y acompañamiento acordes a esa caracterización, los cuales, en el mejor de los casos, resultarán en nuevos horizontes de desarrollo local y rural para el país, cercanos a la realidad de las comunidades.

La Alianza por la Minería Responsable participó en el proceso de consulta de esta clasificación entre 2015 y 2016 y saluda particularmente la inclusión de párrafos que permiten que aquellas unidades de producción mineras que sean regularizadas mediante programas de formalización puedan seguir recibiendo el apoyo institucional aun después de superar el umbral de pequeña minería debido a su avance positivo en términos productivos, y la diferenciación entre material removido estéril y útil que evitó el establecimiento de barreras al desarrollo de la actividad subterránea en pequeña escala.

Finalmente, respecto de la definición de minería de subsistencia como aquella “desarrollada por personas naturales o grupo de personas que se dedican a la extracción y recolección a cielo abierto, de arenas y gravas de río destinadas a la industria de la construcción, arcillas, metales preciosos, piedras preciosas y semipreciosas, por medios y herramientas manuales, sin la utilización de ningún tipo mecanizado o maquinaria su arranque”, hay aún una reflexión pendiente que debe girar en torno a la realidad del sector, integrado por población vulnerable e impulsado por la necesidad, y la manera en que la definición está o no en conexión con ella, es decir, si esta describe una actividad existente y rentable y promueve su desarrollo responsable, o si, por el contrario, describe unos usos en proceso de desaparición, estableciendo barreras a su evolución en beneficio de las comunidades que lo practican mediante métodos diversos que cada vez más incluyen algún nivel de mecanización.

² Barreto, Laura. 2001. Guía de legalización de la minería artesanal y de pequeña escala (MAPE). Borrador para discusión. Ottawa: Alianza por la Minería Responsable.