

Boletín del

Enero - Marzo • 2005 • No. **17**

BSERVATORIO **Colombiano de Energía**

Publicación Trimestral

El Observatorio Colombiano de Energía es un espacio virtual. Sus sedes son las Facultades de Ingeniería y de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional en Bogotá y de la Escuela de Minas – UN en Medellín. Los profesores participantes son expertos, consultores y analistas de la coyuntura minero-energética, del diseño de mecanismos de regulación energética y de la modelación de los mercados energéticos.

ISSN: 1657-480X

Director:
Mario García
Profesor Asociado
Universidad Nacional.

Comité editorial:
Germán Corredor, Isaac Dyner,
Carmenza Chahín, Astrid Martínez,
Alicia Puyana (Flacso México),
Héctor Pistonesi (Bariloche),
Philip Wright (Universidad Sheffield).

Diagramación:
Arnold Hernández

Impresión:
Ediciones Antropos

Email:
obsce_bog@unal.edu.co

www.fce.unal.edu.co/oce

CID Centro de
Investigaciones
para el Desarrollo



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA
SEDE BOGOTÁ

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

Contenido

Editorial ----- **2**

**La competencia en la expansión de la transmisión
de la electricidad en Colombia**
Laura Victoria Calderón ----- **3**

**El Cerrejón y sus efectos: una perspectiva
socioeconómica y ambiental**
Jaime Ernesto Salas ----- **11**

**Tendencias en la evolución de
los precios del petróleo**
Fernando Blanco Silva ----- **17**



EDITORIAL

Esta edición del boletín del Observatorio Colombiano de Energía presenta tres artículos que tratan las relaciones de competencia en la expansión de la transmisión en el sector eléctrico colombiano; los impactos que ha generado la ejecución del proyecto del Cerrejón, particularmente en el ámbito territorial del departamento de la Guajira; y, finalmente, las tendencias en la evolución de los precios del petróleo en vista del comportamiento reciente de esta variable.

La expansión de la red de transmisión de energía en Colombia es un tema que cobra gran vigencia debido a los procesos desarrollados en el mundo en lo referente a la competencia en este sector. Laura Victoria Calderón realiza un interesante análisis del sistema de transmisión en el país, en el cual resalta sus características económicas y la normatividad vigente. La autora discute ampliamente los tipos de mecanismos para la expansión de la transmisión, así como también la problemática relacionada con este tema en lo atinente a las características del sector, en general, y del mercado colombiano, en particular.

La importancia del carbón en la

economía del país y los efectos que el proyecto del Cerrejón ha tenido tanto a nivel regional como nacional son expuestos de manera detallada por Jaime Ernesto Salas. Su artículo toma en consideración los impactos positivos y negativos de la explotación de los yacimientos del Cerrejón en los aspectos económicos, sociales y ambientales. El escrito concluye con un llamado del autor a las distintas instancias relacionadas con el proyecto para que coordinen sus esfuerzos con miras a que los efectos de la explotación sean aún más favorables que los obtenidos hasta el momento.

Las recientes alzas en los precios del petróleo hacen que el artículo de Fernando Blanco Silva tenga gran pertinencia en la actualidad y, por esta razón, su cuestionamiento sobre la posibilidad de enfrentar una nueva crisis del petróleo resulta claramente acertado. El autor retoma y evalúa elementos de los otros dos momentos históricos en los que se presentaron precios del crudo exorbitantemente altos y los combina con factores de tipo coyuntural de los países productores de petróleo más importantes para intentar pronosticar el comportamiento de esta variable tanto en el corto como en el largo plazo. 



La competencia en la expansión de la transmisión de electricidad en Colombia

Laura Victoria Calderón

*Consultora en Energía y Finanzas.
Master en Economía
Universidad de Antioquia*

Efectuando la revisión de los diferentes mecanismos de mercado aplicados en ambientes competitivos de electricidad en el mundo, vemos como un obstáculo para atraer la inversión nacional y extranjera en la transmisión de energía en Colombia, el esquema de planificación centralizada y sus características, sin dejar de lado la estructura participativa de los agentes en la propiedad de los activos de transmisión.

En Colombia, la planeación de la expansión en la transmisión es realizada por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y se ha diseñado un mecanismo de competencia en la expansión a través de convocatorias públicas y asignación del proyecto a través de subastas basadas en el menor valor presente neto de los flujos del proyecto dentro de su vida útil, descontados a una tasa determinada por el regulador¹.

Este artículo intenta ilustrar la normativa aplicada a la expansión de la red de transmisión de energía en Colombia, mostrar alternativas de mercado y con base en la comparación de los métodos, sugerir algunos cambios en la metodología colombiana.

EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN COLOMBIA

El transporte de grandes bloques de energía corresponde al negocio de Transmisión el cual se hace a altos niveles de voltaje, que para el caso de Colombia son de 230 y 500 Kilovoltios (kV)². Antes de llegar al usuario final, la energía eléctrica se transforma a niveles de voltaje medios y a través de redes, subestaciones y transformadores, se lleva hasta los puntos de consumo. Este transporte de bloques menores de

energía con destino al usuario final se denomina Distribución.

La red de transmisión Nacional está distribuida entre los agentes que poseen, operan y mantienen líneas de transmisión como lo muestra el cuadro No. 1.

Como se muestra en el cuadro, la participación de ISA y su filial Transelca, llega al 71.9% de los circuitos a 230 kV y la totalidad de los circuitos a 500 kV, o sea una participación de 83.7% en la propiedad de las líneas de transmisión en el país.

CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS

La actividad de transmisión presenta las características de un monopolio natural, principalmente por la presencia de economías de escala³. Estas se encuentran al momento del tendido de las líneas de donde se decide la capacidad que van a tener y se deben a la presencia de importantes costos fijos (valor de las franjas de terreno, obras de acceso, montaje, estructuras de tamaño mínimo, etc.) y a los fuertes aumentos de capacidad derivados de cambios en el voltaje de las líneas cuyo costo marginal no es proporcional a los incrementos en la capacidad de transmisión. Las economías de escala

1 | Regulación vigente a la fecha
2 | No se cuentan las interconexiones internacionales.
3 | La existencia de economías de escala implica que los costos medios son superiores a los costos marginales, por lo que una tarificación a costo marginal hace incurrir en pérdidas.



Cuadro No. 1
Composición de la propiedad del sistema de Transmisión en Colombia

Agente	Sigla	Longitud de Circuitos (Km)	%
Circuitos a 230 kV			
Interconexión Eléctrica S.A.	ISA	7.407,1	60,4%
TranSelca S.A E.S.P.	TranSelca	1.417,1	11,5%
Empresas Públicas de Medellín	EEPPM	798,3	6,5%
Empresa de Energía de Bogotá	EEB	690,8	5,6%
Empresa de Energía del Pacífico	EPSA	273,2	2,2%
Electrificadora de Santander S.A.	ESSA	206,2	1,7%
Distasa	Distasa	30,5	0,2%
Total 230 kV		10.823,2	88,2%
Circuitos a 500 kV			
Interconexión Eléctrica S.A.		1.449,4	11,8%
Total Líneas		12.272,6	100,0%

Fuente: UPME

también se presentan en los equipos de compensación y transformadores así como en los costos fijos de operación y mantenimiento, tales como los costos de contratación de operadores de las instalaciones y las cuadrillas necesarias para realizar las labores de mantenimiento preventivo y correctivo.

La transmisión también presenta economías de densidad asociadas al uso de la capacidad de las líneas en función de los niveles de energía que se transportan sobre éstas. De esta manera, si existe capacidad no utilizada, resultará más eficiente económicamente incrementar la carga sobre el sistema de transmisión existente antes que construir uno nuevo.

Un moderno sistema eléctrico que garantice seguridad en el suministro requiere del funcionamiento eficiente de la actividad de transmisión, en coordinación con la generación, por lo que la actividad de transmisión es un factor vital para que la oferta satisfaga eficientemente⁴ a la demanda tanto el corto como en el largo plazo. Esta coordinación tiene una serie de beneficios que se refieren principalmente a los siguientes:

- Se aprovechan economías de escala.

- Se requieren menores niveles de reservas necesarias para mantener la seguridad del suministro en comparación con los que se tendrían que mantener si las empresas operaran aisladamente.
- Permite la programación de la operación del sistema de manera eficiente estableciéndose el orden de despacho por méritos de las plantas de generación.
- Permite el aprovechamiento de economías de ámbito ya que el costo de transportar energía a puntos geográficamente distintos será menor que el costo de transportar a esos mismos puntos por medio de sistemas eléctricos que no están interconectados.
- Se logran menores costos de mantenimiento del sistema.

Los costos de las empresas transmisoras se puede clasificar en dos grupos: El costo de inversión que incluye la construcción de las líneas, subestaciones y centro de control, y los costos de administración, operación y

mantenimiento (AO&M), que incluye al personal vinculado a la operación de estas instalaciones, los gastos para el mantenimiento de las mismas, seguridad y otros. En el caso colombiano, el costo de administración, operación y mantenimiento anual representa alrededor de un 2.5% del costo de inversión reconocido en los procesos de fijación de la remuneración de la transmisión.

LA ACTIVIDAD ECONÓMICA DE LA TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA

Como se aprecia en el gráfico No. 1 y de acuerdo con lo publicado en el boletín ISACOM 547 de marzo de 2004, por el concepto de cargos por uso del STN se facturó para el año 2003 un valor neto de \$790.081 millones, cifra que superó en un 13,6% a la facturación del año 2002. El crecimiento que se observa a partir del mes de agosto de 2003 se debe a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 068 de 2003, la cual reglamentó la incorporación en los ingresos de los Transmisores Nacionales de la Contribución con destino al FAER.

Conforme a lo establecido en la Ley 788 de 2002 y a la Resolución CREG 010 de 2003, desde febrero y hasta diciembre 31 de 2003, el LAC liquidó \$ 38.506 millones por concepto del FAER, de acuerdo con la vigencia de la resolución citada.

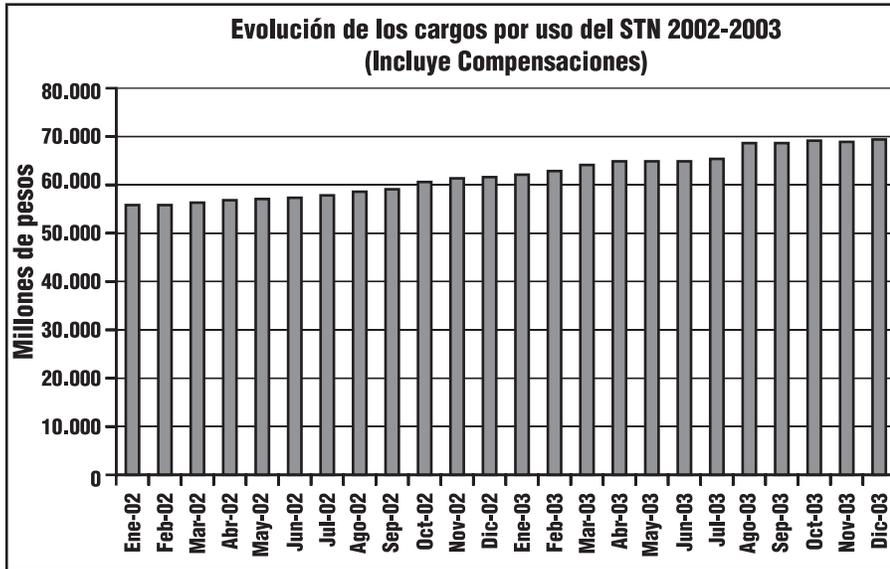
MARCO NORMATIVO DE LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN EN COLOMBIA

Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución, se

4 Entendiéndose por eficiencia la maximización del uso de los recursos con la minimización de las pérdidas. En lo referente a la inversión, se pretende maximizar simultáneamente el excedente del inversionista y del consumidor.



Gráfico No. 1



Fuente: ISACOM 541

expidió la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994), mediante las cuales se definen los criterios generales y las políticas que deberán regir la prestación de los servicios públicos

domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

El gráfico No. 2 esquematiza el mercado eléctrico.

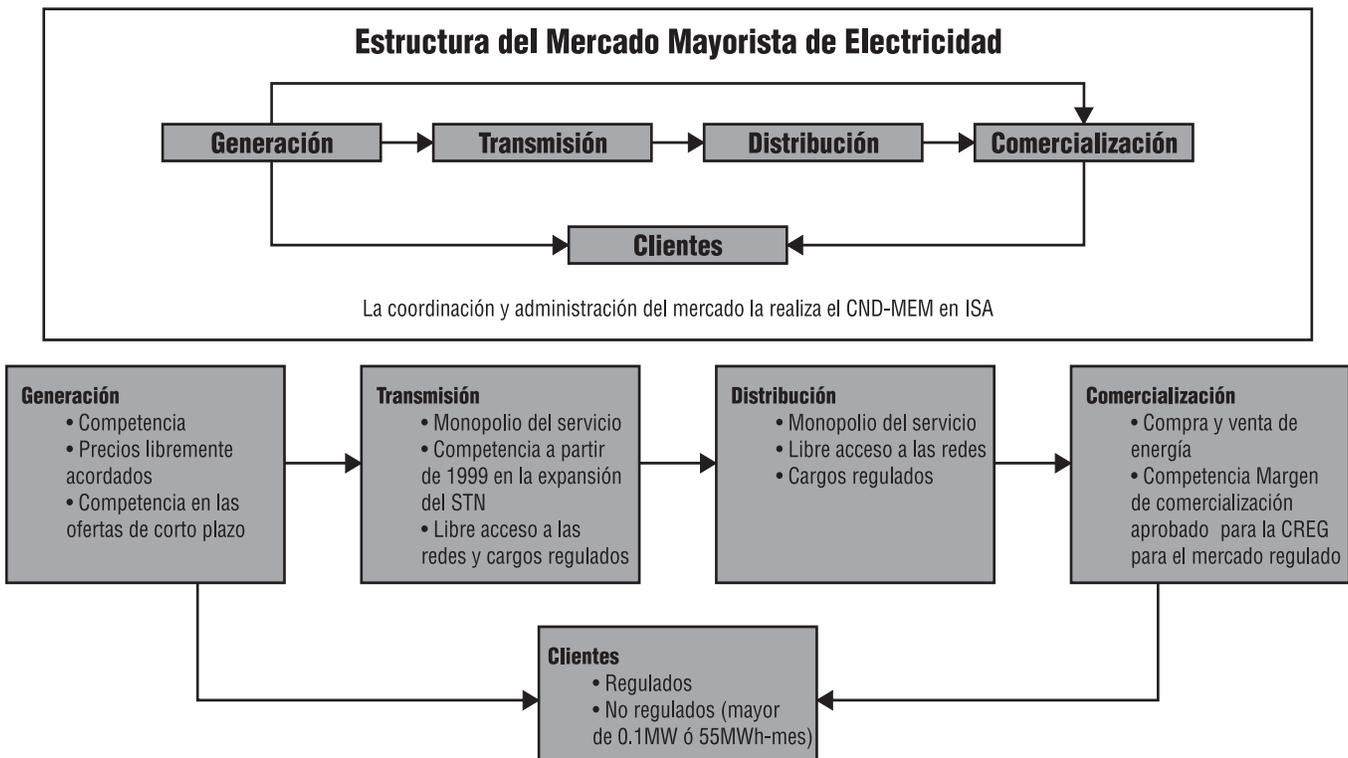
En el mercado mayorista, el

transmisor debe garantizar el libre acceso a sus redes y, como es un monopolio natural, su ingreso es regulado, en función de sus costos medios de largo plazo (la tarifa de ingreso regulado incluye el costo de la inversión, el costo de AO&M más una rentabilidad razonable).

Para el desarrollo del Sistema de Transmisión, la UPME elabora un Plan de Expansión de Referencia preliminar, el cual utiliza como criterio central la minimización de los costos de inversión, los costos operativos de las plantas del sistema interconectado y las pérdidas del STN. El Plan se somete a consulta ante un Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión -CAPT-, conformado por las 3 empresas más grandes de cada una de las actividades de generación, comercialización y transmisión.

Una vez se ajusta el Plan de Expansión, cada uno de los proyectos se somete a licitación pública, para lo cual la UPME elabora los pliegos y las

Gráfico No. 2
Estructura del mercado Mayorista de Electricidad





convocatorias respectivas. La licitación se otorga al oferente cuya propuesta contemple el menor valor presente neto de los ingresos anuales esperados durante los primeros 25 años de operación del proyecto.

Esta estimación se hace inicialmente a una tasa de descuento de 9% en pesos constantes. Pueden participar en las licitaciones empresas, públicas o privadas, siempre y cuando garanticen, mediante pólizas a favor del Ministerio de Minas y Energía o la entidad que éste delegue, la calidad y cumplimiento en el desarrollo y operación de los proyectos.

La resolución CREG 051 de 1998 también define la Unidad Constructiva a partir de los elementos que conforman un sistema de transporte eléctrico, constituido por líneas y módulos típicos, la obligación de ISA a efectuar propuestas para las futuras convocatorias, el cálculo de las pérdidas de energía a trasladar a los propietarios del STN, porcentaje que es definido por la CREG cada año.

Durante 1999, la CREG modificó la reglamentación relacionada con la determinación del ingreso regulado de los transportadores y definió un mecanismo de competencia en la expansión del Sistema de Transmisión Nacional - STN -. Para la determinación del ingreso regulado de los transportadores, la CREG reglamentó

que a las empresas propietarias del STN se les remunerare sus activos, a partir de enero del año 2000, con base en la red real valorada a costos unitarios definidos en la Resolución CREG 026 de 1999, y no con base en una red mínima, tal como estuvo vigente hasta 1999. Además, se incluyó la remuneración de los proyectos de expansión, adjudicados bajo convocatoria, de acuerdo con la propuesta económica presentada por el Transportador.

A diferencia de los años anteriores, el ingreso regulado de los transportadores se calcula cada mes, de acuerdo con las unidades constructivas que ingresen al STN y con las compensaciones por calidad de servicio definidas en la Resolución CREG 072 de 1999. El Liquidador y Administrador de Cuentas realiza mensualmente la liquidación de compensaciones, las cuales pueden ser hasta de un 20% del total del ingreso mensual. Cuando el valor de los ingresos de un agente transmisor disminuya en un 20%, la Superintendencia de Servicios Públicos -SSP- considera esta situación como causal de toma de posesión de la empresa.

LA PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA

La planificación centralizada se usó ampliamente en los países donde la gestión del sector estaba en manos de empresas estatales verticalmente

integradas. Este sistema centralizado si bien es complejo en términos técnicos genera menos incertidumbre entre los agentes, reduce posibles problemas de sobreinversión, y permite minimizar algunas ineficiencias asociadas a la entrada de centrales que pueden afectar la eficiencia y seguridad del sistema. Sin embargo, tiene la desventaja de la escasa participación de la demanda en las decisiones de los mercados a los cuales afecta y no utiliza información como la disponibilidad a pagar de los potenciales usuarios con base en su costo de oportunidad. Adicionalmente, en el diseño de criterios, señales o mecanismos que incentiven la inversión de expansión del transporte, muchas veces la Planeación Centralizada falla al no considerar adecuadamente el precio de la transmisión en la formación del precio de la energía.

Muchas veces se dan situaciones de momento de decisión distintas entre el mercado y la Planeación Centralizada. En el mercado, las interacciones entre los agentes suelen demorar decisiones y en momentos de presión social y/o política el planificador asume un determinado riesgo al invertir en nuevos activos creyendo que es el riesgo del sistema, pero en realidad al no contar con toda la información, es decir con el conjunto de todas las combinaciones del mercado, no puede maximizar el retorno asociado con el mínimo riesgo, traduciéndose en una decisión por lo general ineficiente.

La Planeación Centralizada también está asociada en mayor medida al riesgo político. Esto se refleja en el encarecimiento de la financiación de proyectos de inversión a largo plazo. Sin embargo, el Estado tiene otros objetivos lo que puede llevar, según las circunstancias, a asignaciones eficientes cuando logran combinarse los requerimientos de la sociedad con la



mejor utilización de los recursos en función de ciertas políticas macroeconómicas de interés general; por ejemplo, podría ser el desarrollo de un área determinada para explotación minera, para la promoción de determinados tipos de industrias o áreas de libre comercio o zonas francas.

La Planeación Centralizada tiene dos aspectos que pueden favorecerla: la internalización de los costos de transacción y un control regulatorio más directo. Sin embargo, en un ambiente competitivo es mejor la decisión descentralizada por mecanismos de mercado. Una estructura que promueva la revelación de las preferencias de los usuarios tendría los méritos de mejor opción frente a la Planeación Centralizada, minimizando la regulación y evitando las asignaciones ineficientes.

Los análisis para determinar el plan de expansión de transmisión en Colombia consideran requerimientos de corto-mediano plazo (5 años) y de largo plazo (10 años). Las necesidades de expansión pueden ser propuestas por cualquier agente para que sean consideradas por la UPME en el proceso de determinación de nuevos proyectos de expansión del sistema de transmisión. Es finalmente la UPME la que aprueba los planes de expansión.

Para garantizar la ejecución del plan de expansión a mínimo costo, la UPME, elabora los pliegos de condiciones para la ejecución de los proyectos, cuya construcción deberá iniciarse el año siguiente al de la definición del plan, y abre una convocatoria pública con el objeto de que tanto los transmisores nacionales existentes como los potenciales, compitan por el diseño, construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos nuevos de expansión del STN.

Es importante resaltar que ISA está obligado a participar en las convocatorias, y dado el caso de que no haya más

oferentes, ISA está obligado a realizar el proyecto (Resolución CREG 004/99).

MECANISMOS DESCENTRALIZADOS PARA LA EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

Otro enfoque de expansión se basa en el uso de mecanismos de mercado que traten de aprovechar los incentivos que pueden tener los agentes para financiar la construcción de instalaciones de transmisión.

Aunque es generalmente considerado mejor usar estos mecanismos que la Planeación Centralizada, tienen potencialidades negativas como son los altos costos de transacción en la formación de la nueva institución y en lograr acuerdos entre muchas partes con intereses divergentes.

Los mecanismos de mercado sugeridos en los mercados eléctricos son:

a) Derechos de Congestión. Los derechos de congestión de transmisión están basados en la renta producida por la congestión de las líneas y son recaudados por los propietarios de los mencionados derechos con posterioridad a la inversión que ellos realizan. Los ingresos por congestión resultan de la diferencia de precios que se generan entre los nodos extremos de la línea en cuestión, al saturarse la capacidad de transporte de la misma. En condiciones ideales, donde no hubiera economías de escala, la condición de equilibrio es: costo incremental de la inversión = diferencia de precios. Dicho de otra manera, las diferencias de precios locales de una red, debido a restricciones en el transporte están definiendo el costo de oportunidad de la transmisión.

b) Aproximación mediante la teoría de juegos cooperativos
El planteamiento teórico básico

consiste en poder modelar una red de transmisión con todos los agentes que interactúan con dicha red, es decir, generadores, consumidores, líneas de transmisión, empresas de generación, grandes consumidores, empresas de distribución, operador de la red, entre otros, los que en el fondo son usuarios de la red de transmisión. Ellos corresponden a agentes o jugadores en un juego y esencialmente son inteligentes y racionales y, por tanto, están interesados en agruparse formando coaliciones en la medida que obtengan un mayor pago al final del juego. Estas coaliciones se establecen sobre la base de determinadas reglas definidas para el juego que se desea modelar.

Este planteamiento para enfrentar el problema de los costos de la expansión es reciente y no ha sido implementado en ningún país. Paralelamente, de acuerdo a las simulaciones no se logra un proceso completamente descentralizado ya que el papel del coordinador es muy fuerte, pues éste debe autorizar la formación de cada una de las coaliciones posibles, establecer las comunicaciones y supervisarlas, efectuar los cálculos centralizadamente, administrar el proceso de recaudación y pago correspondientes, entre otros.

c) Inversiones a Riesgo en Mercados Competitivos.

Inversiones a riesgo- New entrepreneurial o market based. Independent transmission project. Un nuevo enfoque en transmisión tendría el siguiente sentido: *El comercio de transmisión definido como las transacciones destinadas a comprar y vender capacidad de transporte de energía eléctrica y algunos servicios*

asociados a través de una interconexión entre dos puntos de una red existente, donde los participantes invierten respondiendo a incentivos de precios.

Así, un comercializador de capacidad de transporte (Independent Transmission Trader/ Market Network Service) es una compañía que realiza a su propio riesgo un proyecto de expansión (Independent Transmission Project), una interconexión entre dos puntos de un sistema existente, opera y mantiene las instalaciones y comercia con la capacidad de transporte de esa línea ofertando precio por la capacidad de transporte, de la misma manera que los generadores ofertan precio por generar capacidad de energía y si la interconexión es despachada, la compañía recibe ganancias. Este sistema que ya está funcionando en algunas partes del mundo, por ejemplo en Australia, lo hace bajo ciertas condiciones.

d) Mecanismos de Coaliciones: Foros Regionales como mecanismos de mercado.

Manuel A. Abdalá y Andrés Chamboleyron presentan un modelo alternativo al uso de los derechos de capacidad de transmisión o de congestión, destinado a aplicarse a una región eléctrica determinada, en especial donde la red se caracteriza por ser enmallada: Consiste en la selección competitiva de proyectos financiados por fondos fiduciarios constituidos por los usuarios de la red en cada región eléctrica.

Las coaliciones formadas por los futuros beneficiarios de cada proyecto se agrupan en un foro regional y compiten por el capital del fondo fiduciario revelando sus

preferencias mediante las relaciones beneficio/costo, criterio para ordenar y aprobar proyectos. Sólo los proyectos más rentables pero que cumplan con la rentabilidad mínima exigida se realizan.

LA PROBLEMÁTICA EN LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Las cuatro convocatorias realizadas hasta ahora por la UPME, las ha ganado ISA. Esto evidencia una total ausencia de nuevos inversionistas en estos activos, en el contexto de la competencia en la expansión y a la casi nula señal para que el inversionista – diferente a ISA, que está obligado a participar- se presente siquiera a “competir” por la expansión de la red.

Algunas de las razones de estos resultados son el mecanismo de incentivo a la expansión (planeación centralizada) y el riesgo que percibe el inversionista extranjero debido a que no existe una garantía de derechos adquiridos si se da el caso de cambios de política estatal y principalmente, la presencia de economías de escala: como ISA es el agente con mayor participación en el mercado como transmisor, en caso de participar en una convocatoria para la construcción, diseño, operación y mantenimiento de una nueva línea, teóricamente presentaría menos costos en algunos rubros de la inversión y adicionalmente, menos costos de AO&M.

Dadas las condiciones de riesgo país, es probable que un inversionista extranjero no vea recompensada su exposición al riesgo con las tasas de rentabilidad que ofrece el negocio de la transmisión, durante los 25 años que obliga la regulación, esto sin tener en cuenta las condiciones de orden público y los niveles de cartera que maneja el mercado en esta actividad.

La participación de los agentes por medio del CAPT para determinar la expansión en la transmisión puede no ser muy directa, debido a que muchos de ellos no participan en la recuperación de los costos⁵, o simplemente, es difícil conciliar las prioridades de los diferentes agentes representados en el CAPT.

Como un último factor, está el hecho de la participación de Estado como juez y parte del mercado⁶. Este aspecto puede quitarle confianza al inversionista al pensar que puede presentarse asimetría de información en el momento de realizar la convocatoria, en la adjudicación de ésta y posteriormente, tratos discriminatorios en el periodo de operación.

En particular, apuntando a los factores señalados como fallas del esquema en Colombia, las siguientes modificaciones se pueden convertir en alternativas de solución:

- **Planificación de la expansión:** Permitir audiencias públicas en las que se discuta con los consumidores o directamente beneficiarios la realización o la conveniencia (relación costo/beneficio) de los proyectos planteados. De esta manera el planificador podrá considerar la señal de tiempo del consumidor.
- **Participación de los agentes en la recuperación de los costos:** Es necesario revisar, desde una perspectiva de mercado, al generador como un usuario que sin duda se beneficia de la expansión de la red, dada la posibilidad de producir más energía, y el acceso más

5 | En Colombia, el 100% de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional los asume la demanda.

6 | El Estado a través de la UPME, la SSP, y la CREG para nombrar unos cuantos, regula, controla, supervisa y planea la red de expansión, y hasta ahora, los proyectos han sido adjudicados a ISA, donde la participación del Estado es mayoritaria.



competitivo al mercado. Esta premisa da la posibilidad de evaluar el esquema de coaliciones para planificar las expansiones regionales de transmisión.

- **Participación de potenciales inversionistas en las convocatorias:** Asumiendo el esquema actual, y para lograr un servicio competitivo que atienda a señales de mercado, una forma de atraer nuevos oferentes, locales y extranjeros, es restringir la participación de ISA en las nuevas ofertas, de tal forma que la participación de mercado se pueda distribuir paulatinamente con nuevos entrantes. Es una forma de eliminar barreras de entrada. Un segundo acto es constituir un contrato de garantía por parte del Estado, quien es el planificador, que garantice que prevalezcan las condiciones de

remuneración de la red, sobre cualquier cambio político o regulatorio y disponer de mecanismos y líneas de financiación locales, que permitan a los empresarios obtener recursos provenientes de agentes con menos aversión al riesgo país.

Dada la separación de actividades en Colombia, sólo agentes transmisores deberían participar en las convocatorias de proyectos que pertenezcan al sistema enmallado; sin embargo, podría considerarse, para el caso de proyectos que sean líneas radiales, la participación de generadores y otros agentes en la construcción de la línea. Se aplicaría el esquema de coaliciones, en donde varios empresarios aportarían una proporción de capital propio para la ampliación de la red en regiones específicas donde se generen restricciones de transmisión. Esto daría oportunidad a la participación de otros agentes nacionales para solucionar “cuellos de botella” localizados del sistema interconectado, dándole oportunidad a inversionistas con menores exigencias de capital.

- **Operación del sistema interconectado:** Para garantizar transparencia y darle acceso a tratos no discriminatorios es recomendable que el operador del sistema sea independiente de las empresas transmisoras. Al mismo tiempo, se deben garantizar eficientes sistemas de información que impidan asimetrías de información y garanticen la transparencia en el mercado.
- **Recuperación de los costos para nuevas inversiones:** Como se puede apreciar en el mercado de energía en Australia, pueden

combinarse esquemas regulados de transmisión con esquemas de mercados no regulados. Las expansiones que obedezcan a esquemas no regulados deberán tener representantes que comercialicen la capacidad en un mercado de capacidad de transmisión. Adoptar este esquema implica modificar los algoritmos de despacho de energía actual, para que la transmisión pueda competir con los precios de la energía ofertados por los generadores en el despacho, garantizando que la entrada del nuevo elemento o fracción de capacidad ofertada, entre a ser despachada si ésta contribuye a disminuir el costo de la energía en un periodo determinado. La recuperación de la inversión en este caso está determinada por la frecuencia con que es despachada la capacidad de la línea y el precio que fue ofertado. Esto implica que se ciñe claramente a mecanismos de mercado y contribuye a mejorar la eficiencia del despacho, garantizando además que la inversión realizada aporta un beneficio y no implica costos adicionales para el sistema.

Otra alternativa a considerar en la recuperación de la nueva inversión es establecer esquemas de derechos de conexión y derechos de transmisión. Deberá tener precaución con esta alternativa, ya que el papel del regulador es preponderante para garantizar que no se ejerzan poderes de mercado entre los agentes participantes, y que se constituyan mercados secundarios de derecho donde más agentes tengan acceso al beneficio relacionado con estos derechos.

- **Papel del regulador en el mercado:** Las referencias internacionales ilustran que no sólo



debe cambiar la estructura regulatoria para atender mecanismos de mercado, sino que las entidades regulatorias deberán actuar para reforzar con agudeza los estatutos legales y regulatorios para que interactúen mecanismos regulados y mercados de transmisión y al mismo tiempo, facilitar la creación de estos últimos, asegurando además la independencia y el desinterés de los cuerpos regulatorios en los resultados que puedan llevarse a cabo en la toma de decisiones. Adicionalmente, deberán fortalecerse los mecanismos y entidades *antitrust*, implementando políticas directas que impidan tratos discriminatorios desde el proceso de aprobación del plan de expansión hasta el proceso de adjudicación de la convocatoria y la asignación de los recursos.

CONCLUSIONES

Efectuando la revisión de los diferentes mecanismos de mercado aplicados en ambientes competitivos de electricidad en el mundo, vemos como un obstáculo para atraer la inversión nacional y extranjera en la transmisión de energía en Colombia, el esquema de planificación centralizada y sus características, sin dejar de lado la estructura participativa de los agentes en la propiedad de los activos de transmisión.

Las metodologías de mercado parecen estar dando mejores señales de eficiencia económica en los mercados como el de Australia, y son considerados como alternativas viables en los mercados americanos, siempre y cuando se fortalezcan los entes regulatorios y sus disposiciones.

En Colombia, partiendo de la planificación centralizada, para tratar de implementar mecanismos de mercado

en la expansión de la transmisión, deberá limitarse la participación en las futuras convocatorias a la empresa con mayor participación, otorgar garantías reales de recuperación de la inversión, establecer mecanismos de mercado para la remuneración de las nuevas líneas, redefinir los roles de los diferentes agentes en la toma de decisiones en la expansión de la transmisión y en la recuperación de sus costos, y reforzar el aparato regulatorio y las entidades gubernamentales que de alguna forma interactúan con el mercado. 

BIBLIOGRAFÍA

ABDALÁ, Manuel Angel. **Opciones de regulación para mecanismos descentralizados de inversión privada en transmisión eléctrica.** Universidad Nacional de Córdoba, 2000.

Boletín ISA.COM 541, marzo 2004.

CALDERÓN G, Laura Victoria. **Hacia un mercado competitivo en la expansión de la transmisión de electricidad en Colombia.** Trabajo de Grado. Maestría en Economía, Universidad de Antioquia, Septiembre 2004.

REPÚBLICA DE COLOMBIA. **Memorando Informativo. Convocatorias Internacionales para Diseñar, Construir, Operar y Mantener Líneas de transmisión de Energía de 500 kV en Colombia.** Estructuradores: Unión Temporal Corfivalle – Gercón – Duán, & Osorio. Agosto, 2003.

RUDNICK, Hugh & ZOLEZZI, Juan. **Expansión de los sistemas de**

transmisión en Mercados Competitivos de Generación, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Pontificia Universidad Católica de Chile, 2000.

RUDNICK, Hugh & ZOLEZZI, Juan. **Planificación y expansión de la transmisión en Mercados Eléctricos Competitivos,** Departamento de Ingeniería Eléctrica. Pontificia Universidad Católica de Chile, 1999.

RUDNICK, Hugh & ZOLEZZI, Juan. **Tarifación del sistema de transmisión eléctrica: aproximación mediante juegos cooperativos.** Departamento de Ingeniería Eléctrica. Pontificia Universidad Católica de Chile, 1998.

SANDOVAL, Ricardo de la Cruz, García C. Raúl. **La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política,** 2003.

Unidad de Planeamiento Minero Energético UPME. **Public Invitation for The Design, Construction, Operation and Maintenance of 500kV Transmission Lines in Colombia,** 2003.

PÁGINAS WEB:

www.isa.com.co

www.creg.gov.co

www.upme.gov.co

www.nationalgrid.com/uk/

www.nzelectricity.co.nz

El Cerrejón y sus efectos: una perspectiva socioeconómica y ambiental

Jaime Ernesto Salas

*Ingeniero Civil Universidad de los Andes.
MSc. Ingeniería Civil Universidad de los Andes.
MSc. Environmental Technology Imperial
College of Science.*

Es evidente que los beneficios traídos por el proyecto Cerrejón a la Guajira, la región Caribe y Colombia son abundantes y que de lejos superan los efectos adversos.

Colombia tiene las reservas de carbón más grandes de América Latina, más de 6.200 millones de toneladas que representan cerca del 80% de las reservas de carbón bituminoso de América Latina (BP, 2003), y se ha convertido en uno de los siete principales exportadores de carbón térmico del mundo según el Instituto Mundial del Carbón (Coal Facts, 2003). Más del 90% del carbón producido en Colombia se exporta y el Cerrejón participa con cerca del 50% de dichas exportaciones siendo hoy en día una de las minas de carbón a cielo abierto más grandes del mundo.

Los yacimientos del Cerrejón se conocían desde el siglo XIX, pero sólo a mediados de los años 70 del siglo pasado, y debido a la coyuntura mundial del sector energético que veía en el carbón un combustible alternativo al petróleo para generar electricidad, se realizó la licitación internacional en la que salió favorecida la Exxon, hoy en día ExxonMobil Corporation, que ya era la empresa petrolera más grande del mundo. El Estado Colombiano, con recursos principalmente de ECOPEPETROL y del IFI, conformó Carbocol (Jiménez, 2002), y se asociaron con Exxon desde 1976 para hacer las inversiones en exploraciones y explotación del recurso. En el año 1980, Intercor, filial de Exxon,

presenta el documento de comercialidad a Carbocol, en el que se vislumbraba un negocio muy rentable con proyección de precios de venta del carbón para el año 2003 entre US\$360 y US\$430 por tonelada, cuando la realidad es que estuvo cercano a US\$30 la tonelada (Intercor, 1980). Teniendo en cuenta esas expectativas, en el Cerrejón se hicieron inversiones cercanas a los US\$3.000 millones en infraestructura y se inició el proyecto con elevados costos operativos acordes con los de la industria petrolera pues el operador Exxon era ante todo una empresa petrolera regida por estándares propios de su negocio central. Desde el punto de vista financiero el proyecto resultó un desastre para el Estado, pues Carbocol invirtió US\$1500 millones hasta 1983, continuó invirtiendo para reposición y adición de equipos en los siguientes años y en el año 2000 se vendió en US\$400 millones aproximadamente, quedando aún con un pasivo de más de US\$1000 millones (Carbocol, 1999).

El proyecto ha traído beneficios a nivel macro para el país y el departamento de la Guajira y a nivel micro para los empleados, contratistas y poblaciones vecinas. Teniendo en cuenta que uno de los lineamientos de la política energética nacional consignado en el Plan Energético Nacional (UPME, 2003) es favorecer el desarrollo regional y local, al igual que



promover el desarrollo científico y tecnológico del país, en el presente artículo se realiza un recuento de los aspectos positivos y por mejorar que han resultado del proyecto desde el punto de vista socioeconómico y ambiental.

EFFECTOS POSITIVOS

ASPECTO ECONÓMICO

El departamento de la Guajira, antes del desarrollo del proyecto Cerrejón, presentaba un ingreso per capita de \$12.451 (pesos de 1975), inferior al promedio de la región Caribe, \$14.767, y al nacional, \$19.822. Luego de iniciado el proyecto Cerrejón, la situación se invirtió; la Guajira a partir del año 1985 ha tenido un PIB per cápita superior al de la región caribe y al nacional (Vitoria, 1998). De igual manera el carbón representa desde el año 2001 el segundo rubro en exportaciones del país superando al café y el Cerrejón aporta cerca del 50% de las exportaciones colombianas de carbón.

Desde el punto de vista de regalías el proyecto Cerrejón ha generado dividendos por más de \$700 mil millones de pesos hasta el 2004 (Cerrejón, 2003), representando una alta participación en el presupuesto departamental y en el de los municipios productores como Barrancas, Hatonuevo, Maicao y Albania,

al igual que el municipio de Uribia por ser portuario. Por ejemplo, en el caso de Barrancas las regalías representan cerca del 50% del presupuesto general del municipio como se puede observar en el Plan de Desarrollo 2001-2003 (Gómez, 2001).

Hasta el año 2002 el proyecto ha realizado compras y contratos en el país por más de 2 billones de pesos de los cuales 245 mil millones de pesos han tenido lugar en la Guajira (Cerrejón, 2003). En cuanto a los servicios contratados es importante destacar que la mayor parte de estos son ejecutados por empresas nacionales entre las cuales hay empresas de la Guajira.

El proyecto ha realizado aportes al ISS, EPS, Caja Compensación Familiar, ICBF, SENA que hasta el 2003 han sumado más de 250 mil millones de pesos. De igual manera, el Cerrejón es pionero en la Costa Atlántica en convenios de cooperación en capacitación con el SENA, entidad a la que el proyecto contribuyó con la construcción de modernas instalaciones en Riohacha. Otro beneficio asociado al proyecto es la llegada a la región de agencias de viajes, bancos, supermercados, empresas de teléfonos, oficinas de EPS, fondos de pensiones, y otros servicios complementarios que antes del proyecto no existían. Aparte

de recursos de regalías el proyecto le ha inyectado recursos al Estado a través de impuestos como el de industria y comercio, el predial, el de vehículos, y el de renta que suman hasta el año 2002 más de 260 mil millones de pesos (Cerrejón, 2003).

ASPECTO SOCIAL

Debido en parte a los recursos de regalías provenientes de la explotación del carbón, el indicador de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) disminuyó de 90% en 1973 al 44% en 1993 en el municipio de Barrancas; esto es, la mayor disminución del NBI de cualquier otro municipio de la Guajira (Vitoria, 1998). Pero sin lugar a dudas el principal beneficio social del proyecto es que genera cerca de 7000 empleos directos, de los cuales unos 4000 son empleados de nómina, y los 3000 restantes contratistas, que en conjunto aportan más de 500 millones de pesos diarios a la demanda de bienes y servicios de la Guajira (Cerrejón, 2002).

Otro beneficio social del proyecto está asociado a la traída de personal profesional y equipo especializado de otras partes del mundo que ha generado un proceso de transferencia de conocimiento y tecnología que se constituye en un beneficio importante para aumentar la competitividad de la fuerza laboral que interviene en la empresa, ya sean empleados o contratistas. Este conocimiento es diseminado y aplicado en otros proyectos o para otras actividades dentro del país.

El Cerrejón, a lo largo de su operación, ha realizado aportes en materia de legislación aduanera y de mecanismos para agilizar los procesos de nacionalización, lo cual se ha reflejado en que el tiempo de transporte y nacionalización de bienes importados pasó de 166 días en el año 1989 a cerca





de 21 días en el año 1999. En el área ambiental, el Cerrejón ha realizado aportes en forma de consultas que han repercutido en legislación ambiental relacionada con manejo de residuos y sustancias especiales, calidad de aire y normatividad para la expedición de licencias ambientales. De igual forma, el proyecto ha tenido una importante influencia en legislación sobre la operación de puertos carboníferos y explotación de minas a cielo abierto.

La presencia del proyecto ha impulsado el llamado tercer sector de la economía (luego del público y el privado), la economía solidaria, con la creación de fondos de solidaridad como Fondo de Trabajadores de Intercor (FONDECOR), Cooperativa de Trabajadores de Intercor (COOTRAINTERCOR), Cooperativa de los Mineros del Cerrejón (COOMICERREJON). Estos fondos no sólo han prestado servicios a sus miembros sino que cuentan con una agenda de servicios sociales a la comunidad.

El proyecto ha mejorado la infraestructura regional con la construcción y pavimentación de vía Mina-cuatro vías, la pavimentación de vía cuatro vías – Uribia, y el mantenimiento de la vía Uribia – Puerto Bolívar. De igual manera, el Cerrejón construyó la línea de transmisión de 110 kV Cuestecita – Puerto Bolívar que viabilizó el proyecto de generación eléctrica eólica de Jepirachi, el cual fue inaugurado a finales del año 2003 por Empresas Públicas de Medellín, y se constituye en uno de los más importantes proyectos de energía renovable del país, con una capacidad instalada de 20 Mw. También el proyecto ha participado de la construcción de Centro de Recursos Educativos Municipales (CREM), y ha realizado inversiones en la dotación de las unidades de urgencias de los hospitales de Riohacha y Barrancas.

El hecho de tener un sistema

eficiente de tratamiento de aguas residuales y de poseer laboratorios con altos estándares de calidad y equipos modernos, le ha permitido a la empresa ofrecer asesorías a los municipios vecinos en tratamiento y análisis de agua cruda y aguas residuales domésticas.

El proyecto cuenta con dos fundaciones: Fundación Cerrejón y Fundación Nuestra Señora del Pilar que, desde 1986 hasta 2002, han otorgado cerca de US\$10 millones en créditos individuales y solidarios y han realizado inversiones de un millón de dólares al año en programas de saneamiento básico y capacitación, entre otros. Se destacan programas de brigadas de salud, jornadas de vacunación, programa de madres comunitarias, etc.

ASPECTO AMBIENTAL

Como resultado del proyecto Cerrejón se han realizado una amplia variedad de estudios ambientales que hacen que en general se conozca hoy mucho más acerca del medio ambiente en la región con temas como ecosistemas marinos, monos aulladores, fauna y flora acuática y conocimiento arqueológico de la región, entre otros. Se han instalado estaciones climatológicas y se tiene una red de monitoreo de calidad de aire con estándares más altos que los exigidos por la ley Colombiana que ha permitido no sólo monitorear la incidencia real del polvo generado en el proyecto, sino medir el efecto de otras causas de generación de polvo locales como por ejemplo vías sin pavimentar con alto tráfico o lugares donde se realizan quemas provenientes de fogones y/o residuos sólidos a cielo abierto.

El proyecto ha implementado un programa de reciclaje de residuos sólidos que ha resultado en la generación de 8 empleos directos y que, a través de la educación ambiental a

empleados, contratistas y comunidad vecina, está generando conciencia acerca de las ventajas de reciclar dentro y fuera de la empresa. De igual manera se dinamiza el reciclaje de varios elementos como plásticos, residuos orgánicos biodegradables, madera, etc., que permite que otros proyectos o entidades de la región puedan reciclar.

Debido a que el principal impacto ambiental que genera el proyecto es la intervención y modificación del paisaje y uso del suelo de un área extensa, el Cerrejón ha desarrollado un conocimiento sobre la forma más efectiva para rehabilitar áreas que han sido intervenidas. Esto ha implicado el estudio de las especies más resistentes de plantas y con mayor capacidad de adaptación a las condiciones del clima y del suelo de esa región. Este conocimiento se difunde a la comunidad a través de los empleados, contratistas, funcionarios de otras empresas, y autoridades ambientales, con la posibilidad de utilizarlo en otros proyectos similares. Como parte del proceso de rehabilitación de tierras, la empresa ha desarrollado técnicas para prevenir la erosión que es uno de los problemas ambientales más graves de los suelos de Colombia.

EFFECTOS POR MEJORAR

ASPECTO ECONÓMICO

Aunque existen restricciones de mercado a nivel nacional y regional, sólo el 10% de las compras y contratos que ejecuta el proyecto anualmente tienen lugar en el país y una fracción cercana al 1% tiene lugar en la Guajira. Es oportuno realizar esfuerzos para sustituir, cuando sea posible, la compra de bienes provenientes de otras regiones y de otros países, por compras realizadas localmente.



ASPECTO SOCIAL

Otro aspecto por mejorar es la participación nativa en la fuerza laboral pues, según el informe del Balance Social 2002 (Cerrejón, 2003), el 55% del total de los empleados son Guajiros y aunque no está determinado el número de empleados indígenas, se calcula que éste representa tan sólo el 1%, mientras la población indígena total del departamento representa cerca del 30%.

Es importante mencionar que el flujo de inmigrantes a poblaciones vecinas a las instalaciones de la empresa, que han sido atraídos por el proyecto, también generan un aumento de la demanda de servicios públicos, un incremento de la actividad de la prostitución que se puede ver por ejemplo en el municipio de Albania y un incremento de la inseguridad y de la contaminación por generación de residuos sólidos y líquidos.



A pesar de que los Wayuú representan la tercera parte de la población de la Guajira y de que el recorrido del tren y parte de las operaciones mineras limitan con resguardos indígenas, la inversión acumulada total del programa PAIC desde 1982 hasta 2002 ha sido cercana a 5 millones de dólares en precios constantes del 2002 (Cerrejón, 2002), lo cual representa la producción de carbón de dos días. Los Wayuú en el sur del departamento están ubicados en 5 resguardos, Zaino, Trupiogacho, Lomamoto, Provincial y San Francisco, los cuales algunos han sido afectados por polvo, ruido, y otros impactos. Sus habitantes no son empleados en las minas y a pesar del mejoramiento en la gestión social de la empresa en los dos últimos años, en los 25 años de historia operativa la empresa no ha hecho lo suficiente con el grupo indígena.

ASPECTO AMBIENTAL

El proyecto genera polvo y ruido que trasciende las fronteras del proyecto; sin embargo, hay que mencionar que estos aspectos se monitorean para asegurar que estén dentro de las normas ambientales vigentes. Más allá de los registros que en general se encuentran dentro de los límites permisibles de la ley, hay lugares como el resguardo indígena Provincial donde estos efectos son claros. En este sentido podría realizarse un poco más no sólo en la operación sino en las comunidades, para mitigar mejor estos impactos.

En todos los tajos abiertos se prenden de manera espontánea mantos de carbón que generan óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y gas carbónico entre otros gases, que son perceptibles por el olfato y cuando hay lluvias el fenómeno se hace más notorio. Tanto las autoridades ambientales como la empresa podrían ejercer un mejor

monitoreo y control del fenómeno.

Debido a que se han modificado arroyos, cuerpos de agua y a que se construyó una red de canales de drenajes para aguas lluvias, se presume un incremento en los picos de caudales del río en eventos de lluvia por pérdida de capacidad de regulación en el área del proyecto que podría estar contribuyendo a aumentar la desertificación. Aunque este efecto no está comprobado, sería oportuno realizar un estudio al respecto.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Es evidente que los beneficios traídos por el proyecto Cerrejón a la Guajira, la región Caribe y Colombia son abundantes y que de lejos superan los efectos adversos. Sin embargo también se puede observar que después de 25 años de regalías e inversión social las condiciones de vida de las comunidades vecinas al proyecto, especialmente los indígenas, no han mejorado de manera sustancial y generalizada y que se justifica evaluar alternativas para que los efectos socioeconómicos y ambientales del proyecto sean más positivos.

El gobierno nacional debería asegurar que el manejo ambiental de un proyecto con tanta repercusión en una región sea manejado por personal idóneo y sin politiquería. De esta manera, se recomienda que exista un rol más activo de la autoridad ambiental central, Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT), que asegure que el papel de Corpoguajira sea de un mayor nivel profesional y técnico. Y se debe mejorar la gestión ambiental por parte de las autoridades estatales que permita un mejor seguimiento a la ejecución de los planes de manejo ambiental pues, a pesar de que la empresa realice un buen desempeño ambiental, esto no exime al MAVDT ni a



Corpoguajira de que ejerzan un mejor seguimiento ambiental.

En materia de salud vale la pena realizar un estudio epidemiológico en las comunidades vecinas con el objeto de aclarar la incidencia del proyecto en la morbilidad y así despejar dudas a la comunidad, a las autoridades y a la empresa misma sobre la forma como las operaciones mineras afectan a la población.

Es deseable que la autoridad ambiental y la empresa, con participación de la comunidad, implementen proyectos como el estudio y desarrollo de una alternativa agroforestal y silvopastoril en los terrenos contiguos al proyecto dirigidos a la comunidad con el objeto de promover el desarrollo sostenible socioeconómico y ambiental de la Guajira que trascienda la vida útil del proyecto y se pueda en realidad sembrar el carbón en la Guajira. Esta iniciativa fue contemplada por la resolución que otorgó licencia ambiental al Cerrejón Central, pero ni la autoridad ambiental ni la empresa le han dado impulso.

Es oportuna la creación de clusters en la Guajira y el Cesar que permitan aprovechar el desarrollo minero de los departamentos vecinos para que exista un desarrollo de empresas que suministren bienes y servicios, y esto permita sustituir bienes importados por bienes producidos nacionalmente e, incluso, se puedan instalar en los departamentos de Guajira y Cesar centros de producción y, de esta manera, los beneficios en empleo y desarrollo se maximicen en estos departamentos que son los poseedores del recurso. Como referencia se menciona un estudio realizado por el Banco Mundial sobre Grandes Minas y la Comunidad (Banco Mundial, 2001) sobre los efectos socioeconómicos y ambientales de varias operaciones mineras en Latinoamérica, España y Canadá, que



demuestra que las mejores relaciones entre comunidad y empresa representan beneficios para ambas partes y que esta circunstancia se da cuando las comunidades locales proporcionan muchos insumos y servicios requeridos por las empresas mineras.

La empresa, a través de sus Fundaciones, debería orientar esfuerzos para brindar capacitación y acompañamiento a iniciativas de empresas de Ecoturismo en los municipios de Uribia, Riohacha y Barrancas.

Se recomienda realizar un plan de cierre de la mina desde el punto de vista socioeconómico y ambiental en la Guajira. De ahí la importancia de promover el desarrollo sostenible, que permita que luego del cierre de las operaciones mineras se hayan desarrollado condiciones en los sectores productivos que permitan la sustentación económica. De ahí que se requiera la participación de comunidad, autoridades y empresa.

PARA LA EMPRESA

Se recomienda tener un plan de gestión más efectivo y dinámico hacia la comunidad de los indígenas Wayuú que ocupan buena parte del departamento y tienen resguardos indígenas vecinos a este. Esto puede incluir hacer más promoción de su

cultura en Colombia y el mundo e incentivar el turismo y la comercialización de sus artesanías.

Implementar un concurso anual de dibujo entre los indígenas Wayuu con el objeto de fomentar la cultura como parte de la gestión de la empresa con las comunidades. Por ejemplo, el talento de los indígenas podría utilizarse para hacer las cartillas ambientales de difusión interna a la empresa y hacia las comunidades.

Aumentar el compromiso de la empresa con las universidades de la región, por ejemplo con la Universidad de la Guajira, para patrocinar más investigaciones. Para el Cerrejón, el apoyo de las universidades de la Guajira y el Cesar es estratégico desde el punto de vista de recursos humanos, pues la empresa debe formar personal nativo de todos los niveles.

PARA AUTORIDADES AMBIENTALES: MINISTERIO DE AMBIENTE VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL – CORPORACIÓN AUTÓNOMA REGIONAL DE LA GUAJIRA

La interventoría ambiental debe ser realizada por una entidad externa imparcial, para evitar ser juez y parte. En este sentido se recomienda establecer como política nacional que las interventorías sean realizadas por entidades diferentes a la propia empresa.



Es conveniente que se establezca una metodología clara para realizar el monitoreo de calidad de aguas, pues no se sabe si el muestreo debe ser puntual o compuesto para aguas residuales industriales y domésticas y esto puede arrojar diferencias muy grandes en los resultados que se presentan en los informes de seguimiento a las autoridades ambientales.

Simplificar la generación de informes de seguimiento, pues el proyecto cuenta con varias licencias ambientales y planes de manejo ambiental y cada uno tiene múltiples exigencias. Se hace indispensable que la autoridad ambiental unifique criterios y simplifique los informes de seguimiento.

Es importante monitorear la generación de gases del proyecto tanto los provenientes de la combustión de los equipos mineros de soporte y livianos, como los gases provenientes de la auto-combustión. Esto con el fin de conocer a ciencia cierta la cantidad y composición de este tipo de gases y poder, con mayores argumentos, determinar el grado de influencia sobre el medio ambiente.

La mejor manera de garantizar la implementación del Plan de Manejo Ambiental del proyecto es desarrollando y ejecutando de manera efectiva el programa de educación ambiental. La autoridad ambiental debe darle la importancia que se merece y asegurar indicadores de seguimiento y monitorear la calidad de este programa.

Se recomienda que la autoridad ambiental extienda el "know how" del proceso de rehabilitación de suelos desarrollado en el proyecto Cerrejón otras aplicaciones como explotación de canteras, educación ambiental para crear cultura del suelo, recuperación de cuencas hidrográficas, reforestación, entre otras.

PARA LA COMUNIDAD

Que la comunidad y autoridades conozcan los programas de gestión social que realizan los propietarios del proyecto en otras minas del mundo y que puedan ser aplicados en Colombia.

PARA EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA

Promover un proyecto de ley de responsabilidad social de las empresas que incluya beneficios tributarios por inversión social, que estimule la gestión de empresas con comunidades, que otorgue premio y difusión masiva de caso a nivel nacional de los buenos ejemplos. 

BIBLIOGRAFIA

Banco Mundial. **Grandes Minas y La Comunidad. Efectos Socioeconómicos y Ambientales de Grandes Minas en Latinoamérica, Canadá y España.** Centro Internacional de Investigaciones para el Desarrollo, 2001.

BHPBilliton. **Health Safety Environment and Community Report 2002.**

BP Statistical Review of World Energy 2003.

Calderón, Alberto. **La Contribución del carbón en el Desarrollo Colombiano.** Boletín del Observatorio Colombiano de Energía No. 9, Febrero-Marzo, 2003.

Carbocol. **Informe Anual 1999.**

Cerrejón. **PAICI 20 Años Abriendo Caminos 1982-2002.** Noviembre del 2002.

Cerrejón. **Revista Mundo Cerrejón No. 41,** Mayo, 2003.

Cerrejón. **Manejo de la Fauna en las Nuevas Áreas de Minería.** 2003.

Cerrejón. **Revista Mundo Cerrejón No. 40,** Diciembre, 2002.

Cerrejón. **Balance Social 2003.**

Coal Facts – 2003 Edition. World Coal Institute.

Gómez, Juan Francisco. **Plan de Desarrollo 2001 – 2003. Volvamos al Campo.,** Alcalde Municipio de Barrancas.

Intercor. **Declaratoria de Comercialidad del Proyecto El Cerrejón.** Julio de 1980.

Jiménez Valencia, Amparo. **Stakeholders – Una Forma Innovadora de Gobernabilidad de Empresa.** Uniandes, 2002.

Pulido, Alejandro. **Carbón y sus Efectos. Estudio de Caso. Cerrejón Zona Norte CZN.** Censat Agua Viva – FoE, Colombia, 2003.

UPME. **Plan Energético Nacional – Visión 2003 – 2020.**

UPME. **Competitividad del Sector Minero Colombiano.** 2003.

UPME. **Plan Nacional de Desarrollo Minero 2002-2006.**

Viloria De La Hoz, Joaquín. **La economía del Carbón en el Caribe Colombiano.** Revista del Banco de la República, 1998.

Tendencias en la evolución de los precios del petróleo

Fernando Blanco Silva

Ingeniero Industrial
Departamento de Ingeniería Química de la
Universidad de Santiago de Compostela
fernando.blanco.silva@edu.xenta.es

Es factible que vuelva a repetirse la situación de las Crisis del Petróleo generada por aumentos en el precio por una razón puntual (en este caso la Guerra de Irak). Los países productores podrían aprovechar para limitar sus exportaciones aunque es un peligro que parece disipado ya que la unión de estos países ahora parece mucho más difícil.

Durante los últimos meses hemos asistido a una continua subida de precios del petróleo de forma que cada día se paga más por un barril, y por ahora no hay muestras de que esta tendencia alcista vaya a cambiar. Los cálculos del Banco Mundial y del Fondo Monetario Internacional estiman que el precio de equilibrio de este combustible debe rondar los 30-32 dólares y permanecer por encima puede ser peligroso. A continuación analizaré los factores más importantes en la tendencia de los precios así como algunas claves para pronosticar cuánto valdrá un barril en el futuro.

Palabras clave: Petróleo, precio, consumo, Irak.

LAS CRISIS DEL PETRÓLEO

El artículo presenta un análisis de la variación de los precios durante las últimas décadas, para lo que estudiamos los precios medios del Petróleo Dubai, como figura en el gráfico siguiente. En éste podemos ver cómo ha sido la evolución de los precios medios desde 1972 hasta hoy (2004)*, tomando un valor medio de 40 dólares por barril. En el gráfico hay dos líneas, la línea continua que indica los valores anuales en dólares constantes y la discontinua que indica el precio en dólares corrientes. Lo primero

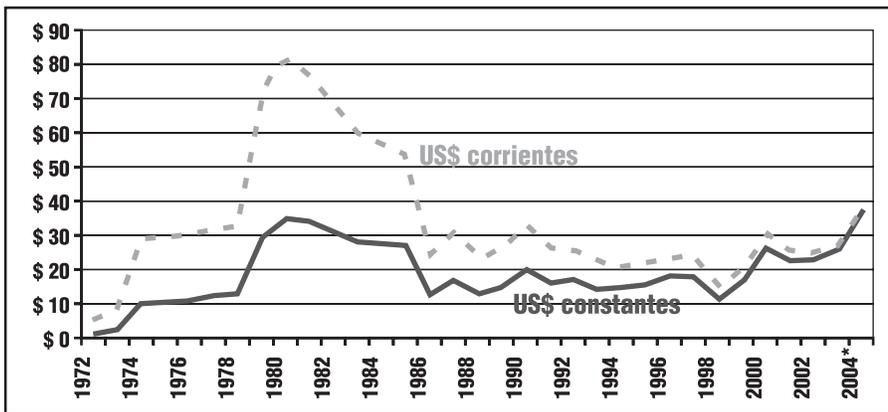
que vemos es que cuando se habla de récords en los precios del petróleo se refiere a los precios constantes; por ejemplo, en 1980 el precio medio fue de unos 35 dólares el barril (dólares constantes) pero si actualizamos el precio llegaríamos a unos 80 dólares en la actualidad, mucho más alto que el precio de hoy. Es necesario hacer una explicación: cuando hablamos del barril hay diferentes tipos de petróleo en función de los campos de donde se extraen. Normalmente utilizamos como referencias el Crudo Texas (América), el Crudo Brent (Europa) y el Crudo Dubai (Asia) siendo la evolución de sus precios siempre paralela aunque hay diferencias de hasta cuatro dólares por barril (el Texas es el más caro, a continuación está el Brent y finalmente el Dubai).

En el gráfico se puede apreciar que hay dos subidas muy importantes en el precio que corresponden a los periodos 1973-1974 y 1979-1980, las Crisis del Petróleo. En el mes de octubre de 1973, durante la guerra árabe-israelí del Yom Kippur, los países árabes miembros de la OPEP decretaron un embargo petrolero contra los países occidentales que apoyaban a Israel de forma que, al caer la oferta, el precio medio del barril Dubai subió desde los 2.83 dólares en 1973

* **Nota de la E.:** Este artículo fue presentado para publicación en este boletín en el año 2004.



Gráfico No. 1
Evolución precio barril Dubai



Fuente: BP Statistical Review

hasta los 10.41 dólares en 1974 (Anuario Estadístico BP., 2003) provocando una crisis económica en los países más dependientes. Durante los años siguientes el precio se mantuvo alto hasta que en 1979 y como consecuencia de la Revolución Islámica en Irán y de la caída del Sha, este país disminuye sus exportaciones. Aunque Arabia Saudí elevó su producción, el precio del barril se disparó de 13 a 29 dólares y se mantuvo en torno a los 30 dólares hasta mediados de los años 80. Estas dos crisis provocaron un aumento de la inflación y de las tasas de paro de los países más oleodependientes, acentuando la conciencia de indefensión ante nuevas alzas que buscaron contrarrestar evitando la dependencia del petróleo, desarrollando la eficiencia energética e implementando fuentes alternativas

como el gas natural, la energía nuclear o las energías renovables. Otra subida importante se produce en septiembre de 1990 al presentarse la invasión de Kuwait por tropas irakíes que elevó el precio del barril de 15 a 35 dólares en unos pocos meses; sin embargo, esto no puede considerarse una Crisis porque los precios no se mantuvieron tan altos y retornaron a sus niveles anteriores.

Analizando cuantitativamente las dos Crisis vemos que el precio corriente se multiplica un 500% y un 250% en la Primera y Segunda Crisis respectivamente, de forma que si estuviéramos ante una nueva crisis, el precio del barril tendría que pasar de 30 dólares al final de 2003 a unos 75 u 80 dólares al final de 2004 como mínimo (niveles correspondientes a 1979). Como los valores máximos a los que ha llegado el barril Dubai tienen su

tope en 45 dólares por barril, mi primera conclusión es que por el momento no estamos ante una nueva Crisis.

LA SITUACIÓN ACTUAL

El precio de equilibrio de un producto se debe a la relación entre oferta y demanda; en el petróleo además de estos dos factores interviene otro muy importante que es el de asegurar el suministro que, a corto plazo, es el que más influye. Debido a que estamos ante un mercado inelástico el principal peligro es un desabastecimiento, por lo que las consecuencias podrían ser nefastas. El análisis de la tendencia de los precios en este artículo considera el componente estacional, a corto plazo, y el estructural, a largo plazo.

En primer lugar analizamos las variables a corto plazo por las que hemos llegado a este precio, unos 45 dólares el barril, y el motivo principal es claro, la invasión de Irak por parte de los EEUU y algunos países aliados que han causado una subida de los precios de 10 dólares aproximadamente, según diversas fuentes. Otros motivos que influyen en los precios actuales son la Crisis de la Petrolera Yukos, la inestabilidad política ante posibles atentados o los conflictos internos en Venezuela o Nigeria. Cabe preguntarnos ¿va a empeorar la situación de estos países y por lo tanto disminuir la producción petrolífera en cada uno de estos casos? Analizaremos a continuación el papel de cada uno de estos factores.

Irak no está siendo el paseo previsto por los EEUU, y parece que los problemas durarán bastante tiempo. De los últimos 15 años fue el 2000 el año en que más petróleo produjo Irak (2.59 millones de barriles diarios) mientras que en 2003 la producción se limitaba a la mitad (1.344 millones). Los objetivos del nuevo gobierno iraquí eran unos 3 millones diarios al final de 2004, aunque parece difícil de conseguir, ya que en la actualidad





están entre 1.8 y 2 millones. El que no se cumplan las expectativas explica la tendencia alcista de los precios durante estos meses que, aunque no es una variable para consolidarlos, debemos recordar que en 2004 la producción mundial era de unos 77.000 millones de barriles al día, con lo que una oscilación de un millón de barriles es menos del 1% de la producción mundial y no tiene sentido que el precio del petróleo se mantenga por las nubes por no alcanzarse los objetivos previstos de producción en Irak durante ese año. Incluso en el hipotético caso de que los cálculos fuesen de 3 millones de barriles diarios e Irak dejase de vender petróleo, la caída sería menor que un 4% de la producción mundial, se mantendrían los precios elevados, pero no creo que se alcanzaran valores mucho más altos. Desde mi punto de vista el precio del barril no puede aumentar mucho más ya que las expectativas no son tan importantes.

Otro factor que influye en la subida momentánea de los precios es la crisis

económica del Consorcio petrolero Yukos, responsable de un 20% de la producción rusa y de más del 2% del petróleo producido en el mundo. El propietario de Yukos fue acusado de evasión de impuestos y los rumores dicen que incluso las autoridades podrían intervenir la empresa, deteniendo momentáneamente la producción. Esto parece no ser muy plausible pero de todas formas sería un paro temporal con lo que el precio a largo plazo apenas variaría. Debemos citar también que hasta ahora dos puntos calientes eran Venezuela y Nigeria; en ambos ha habido huelgas que temporalmente bajaron la producción aunque la victoria del Presidente Chávez en el referéndum revocatorio y el fin de la huelga general en el país africano auguran que las caídas en las ventas no se repetirán por el momento. No obstante la inestabilidad política de estos países, no se detendría la producción sino que como mucho puede suceder que durante unos días ésta caiga ya que Venezuela y Nigeria son economías muy dependientes del petróleo y un descenso en la producción so sería muy conveniente para ninguno de los dos. Hay otro motivo que explica la subida de precios que ha experimentado el petróleo en los últimos años el cual se refiere a la *prima por terrorismo* que consiste en un sobreprecio que algunos estudiosos valoran entre 6 y 8 dólares por barril debido a la incertidumbre generada por atentados terroristas tal y como lo predijo el Secretario General de la OPEP, Álvaro Siza Calderón.

LOS PRECIOS EN EL FUTURO

Todas estas variables son importantes pero no lo suficiente para mantener este crecimiento durante un

periodo muy prolongado puesto que se trata de hechos coincidentes en el tiempo, con causas muy diversas, que se dan en países aislados; esto es, son acciones aparentemente no coordinadas entre sí. Es factible que vuelva a repetirse la situación de las Crisis del Petróleo generada por aumentos en el precio por una razón puntual (en este caso la Guerra de Irak). Los países productores podrían aprovechar para limitar sus exportaciones aunque es un peligro que parece disipado ya que la unión de estos países ahora parece mucho más difícil ya que durante los años 80 y 90 la OPEP ha perdido influencia negociadora e incluso sus propios miembros han incumplido los acuerdos (Giordano, 2003, 42). Hay una posibilidad no citada hasta ahora que, aunque poco probable, parece no ser del todo imposible: la inestabilidad política en países islámicos como Arabia Saudí, Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Omán, o Qatar. Estos países producen un 21% del petróleo mundial y sus gobernantes mantienen un frágil equilibrio entre la colaboración con EEUU y la cultura islámica. Aunque parece difícil que cambien sus relaciones con Occidente, cualquier cambio interno se puede extender como efecto dominó y el petróleo podría llegar a unos precios desorbitados y causar una Tercera Crisis del Petróleo.

Aún suponiendo que durante unos meses se mantuviera la Crisis en Irak y no se resolvieran conflictos en Rusia, Venezuela y Nigeria, el escenario de crisis no se sostendría a largo plazo porque, a partir de crisis precedentes, los países consumidores han desarrollado herramientas para evitar consecuencias desastrosas mediante el mantenimiento de reservas estratégicas (Parra 2003, 86-87), que les permitirían suavizar los aumentos de los precios durante unos meses. Otra opción es que los demás



países productores aumenten la producción, especialmente Arabia Saudí.

Otro punto importante es que, aunque se trata de un mercado inelástico, el consumidor tiene un pequeño margen ante la subida de los precios del gasóleo y la gasolina y, además, los países pueden potenciar otras fuentes de energía alternativas. Hay teorías que dicen que incluso a los países productores no les interesan subidas muy acusadas porque supondrían grandes inversiones en fuentes alternativas y a largo plazo caería la tasa de dependencia. De hecho, las fuentes de la OPEP afirman que están produciendo petróleo casi al 100% de su capacidad porque a ellos tampoco les interesa un mercado inestable. Como la subida de los precios del petróleo se extendería a los derivados como gasolina, gasóleo o fuel, esto encarecería el transporte, la pesca, la,



calefacción y todo aquello que necesite el petróleo. El comportamiento del consumidor será optar por sustitutivos si existen o frenar el consumo si es posible (transporte, calefacción...). Si hacemos un análisis a mediano o largo plazo en el caso de mantenerse estos elevados precios los cambios estarán relacionados con la sustitución por otras fuentes como gas natural, energías renovables e incluso el carbón (combustible que tiene un precio muy estable y grandes reservas aunque es de peor calidad) o potenciar la energía nuclear.

Nos queda hacer un pequeño esbozo de lo que sucederá con el precio del petróleo a largo plazo. El precio dependerá fundamentalmente de la relación oferta-demanda ya que los efectos de los incidentes descritos se verán amortiguados en unos pocos años. A largo plazo la demanda por el combustible es ascendente por dos motivos. El primero es la explosión industrial de China y en menor medida de India con grandes tasas de crecimiento económico global. El segundo se refiere a que, aunque se están desarrollando otras fuentes de energía y hay gran diversificación energética, en el resto de países el consumo de petróleo cada año es mayor. En cuanto a la oferta es muy difícil que ésta aumente dado que desde hace unos cuarenta años se viene descubriendo aproximadamente la misma cantidad de petróleo que se consume, lo cual se complica por lo altos consumos por parte de estos dos países.

CONCLUSIÓN

Para finalizar el artículo cabe anotar que en el corto plazo, excepto en Irak, los problemas de abastecimiento son temporales y aún en el caso de que la producción cayese existe un pequeño margen de actuación que nos haría

llegar a un equilibrio sin desencadenar una Crisis Económica, como en el caso de 1973 y 1979. De hecho, el Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional calculan que el precio de equilibrio del petróleo está en torno a los 30-32 dólares por barril¹ y esto nos hace pensar que unos precios alrededor de 50 dólares el barril son insostenibles.

En un plazo más largo, a partir de cinco o diez años, el precio del barril de petróleo subirá a valores superiores porque mientras que la demanda es creciente no hay síntomas evidentes que la oferta también vaya a aumentar, de forma que podemos asegurar que el precio del barril aumentará por encima de estos 30-32 dólares que se han marcado como objetivo. 

BIBLIOGRAFÍA

Bustelo, Francisco, **Historia Económica: Introducción a la Historia Económica mundial**, Madrid 1994.

Giordiano, Eduardo. **Las Guerras del Petróleo**, Icaria Editorial SA, Barcelona abril de 2003.

Parra Iglesias, Enrique. **Petróleo y Gas Natural: Industria, mercados y precios**, Editorial AKAL, Madrid 2003.

Rodríguez Araque, Alí. **OPEP, Petróleo y Universidad**, publicado por la Dirección de Asuntos Públicos del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela.

Datos económicos producción del petróleo: **BP Statistical Review**, obtenidos de la Web www.bp.com

¹ Declaraciones de Rodrigo Rato, presidente del FMI, y de François Bourguignon, economista jefe del Banco Mundial.