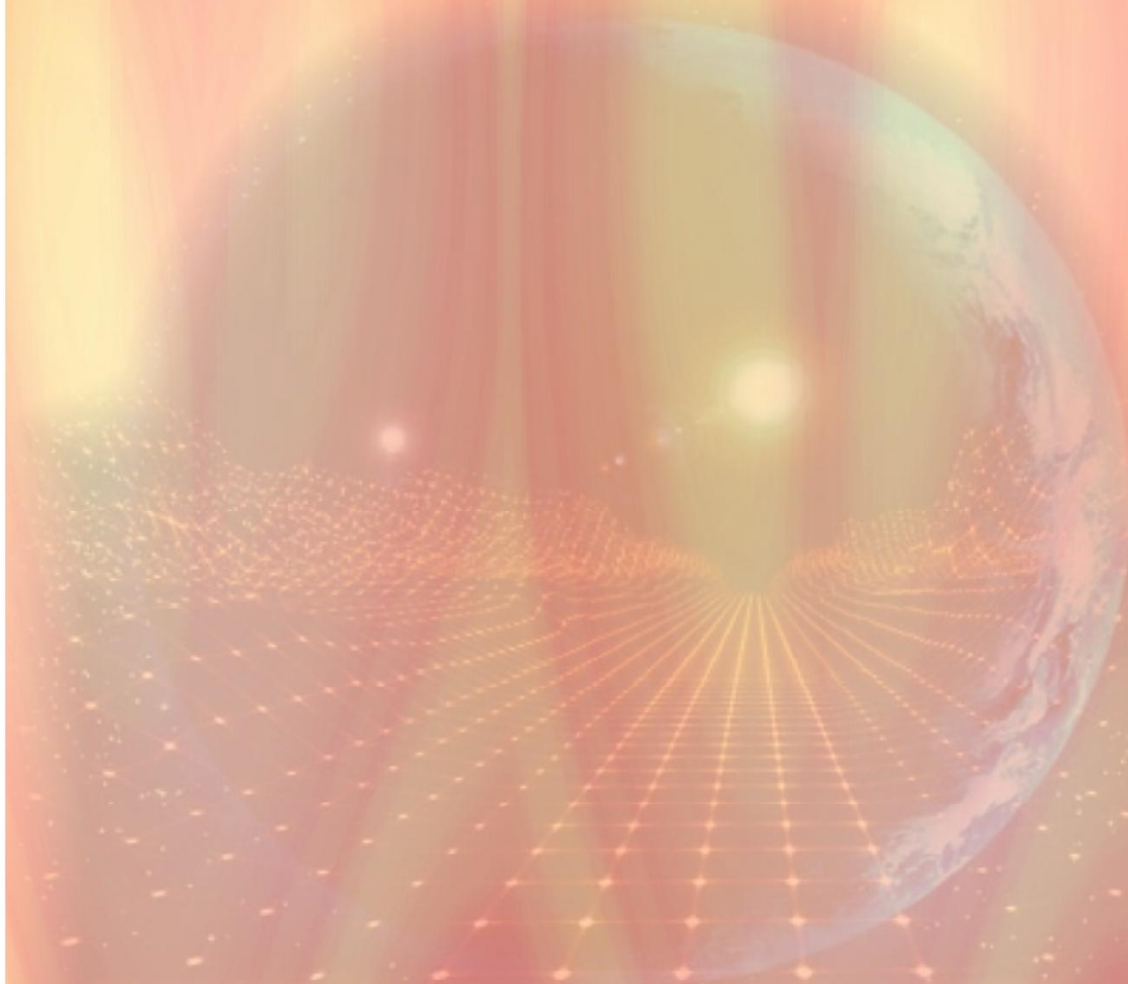


ESCENARIOS *y* ESTRATEGIAS

minería *energía*



**UNIDAD DE PLANEACIÓN
MINERO ENERGÉTICA**

CARLOS ARTURO FLÓREZ PIEDRAHITA
Director General

ALBERTO RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ
Subdirector Plantación Energética

JAIRO HERRERA ARANGO
Subdirector Plantación Minera

MAURICIO MOLANO YÁÑEZ
Subdirector de Información

DIEGO CAICEDO LARA
Secretario General

REPÚBLICA DE COLOMBIA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

**UNIDAD DE PLANEACIÓN
MINERO ENERGÉTICA**

Carrera 50 No. 26 - 00
PBX: 222 0601 Fax: 221 9537
Bogotá, D.C. - Colombia
E-mail: info@umpe.gov.co
www.umpe.gov.co

ISSN: 1657 - 0138

DISEÑO E IMPRESIÓN
Ediprime Ltda. PBX: 240 2963

Agradecimientos:
Archivo fotográfico Ecopetrol
Archivo fotográfico Masterfile

CONTENIDO

| | |
|--|-----------|
| Editorial | 3 |
| Atlas de Radiación Solar de Colombia | 4 |
| Interconexión de Gas Natural entre Colombia y Panamá | 13 |
| Divergencia Jurídica entre Norma Ambiental y Norma Minera | 21 |
| Convocatorias UPME para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional | 34 |
| Metodología Simplificada para el Cálculo de la Línea Base para Proyectos de Pequeña Escala | 38 |
| El Mercado colombiano de las Rocas Ornamentales | 44 |
| Requerimientos de Generación en Colombia a Largo Plazo | 49 |
| Agua e Hidrógeno como ayuda de Procesos Industriales y materia prima para suministro energético | 55 |
| Las Regalías Mineras y su impacto en el desarrollo de Colombia | 60 |

VUELVEN LAS PÁGINAS DE ESCENARIOS Y ESTRATEGIAS

Como parte de su gestión, la UPME elabora publicaciones especializadas, documentos sobre la planificación de los sectores de minas y energía, boletines estadísticos y temáticos, y resultados de estudios técnicos específicos.

En diciembre de 2001 circuló la última edición publicada hasta la fecha de la Revista "Escenarios y Estrategias", un medio con el cual la UPME llevó a los agentes sectoriales avances y análisis de estudios y evaluaciones realizadas por la Entidad sobre la situación y las perspectivas de los sectores de minas y energía.

Con la publicación conjunta de la revista "UPME - CREG 10 años de planeación y regulación" en octubre de 2004, se dio un paso hacia el relanzamiento de este medio de comunicación.

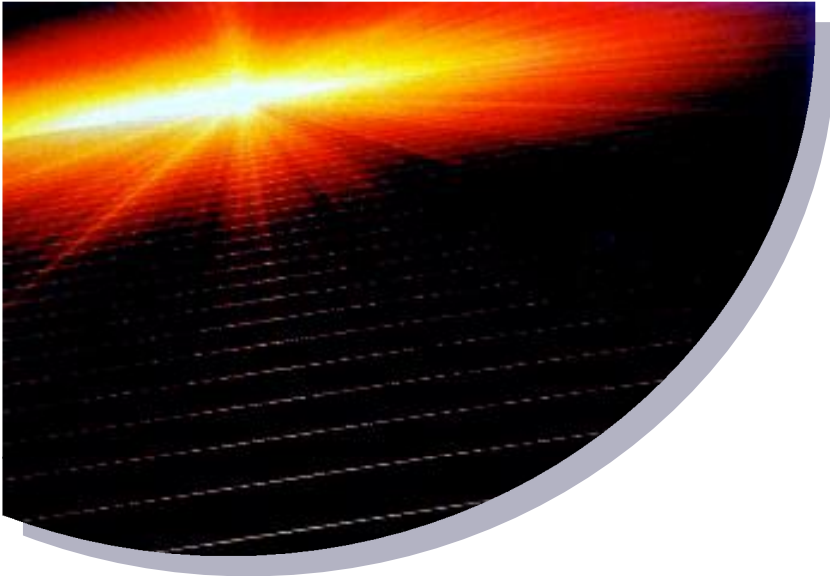
Hoy complacidos presentamos a ustedes esta novena edición de "Escenarios y Estrategias", con la que esperamos no solo divulgar documentos de interés sectorial, sino fortalecer la imagen institucional de la UPME como entidad dedicada a la planeación de los sectores de minas y energía.

El contenido de esta edición hace referencia a proyectos de gran importancia para el sector energético como la segunda edición del Atlas de Radiación Solar de Colombia, que hace parte del trabajo conjunto entre el IDEAM y la UPME para establecer inventarios de los recursos energéticos renovables; las Convocatorias UPME para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional, artículo en el que se describen sus etapas previas y se presenta un resumen de los resultados de las últimas convocatorias; un acercamiento a la descripción del proyecto de interconexión de gas natural entre Colombia y Panamá; un análisis sobre la posibilidad de utilizar agua e hidrógeno como ayuda de procesos industriales y como materia prima para suministro energético, el seguimiento y análisis a los requerimientos de generación en Colombia en el largo plazo, y la descripción de la metodología simplificada para el cálculo de la línea base para proyectos de pequeña escala.

En cuanto a temática minera, se presenta un análisis de la divergencia jurídica entre norma ambiental y norma minera, a la luz del Código de Minas y de la Ley de Ordenamiento Territorial; publicamos además un artículo con referencias históricas y análisis económicos sobre las regalías mineras y el desarrollo del país, y un documento que expone aspectos de interés sobre el mercado colombiano de las rocas ornamentales.

Esperamos que estas páginas de "Escenarios y Estrategias" se constituyan en una valiosa fuente de información para los agentes de los sectores de minas y energía.

CARLOS ARTURO FLÓREZ PIEDRAHITA
Director General



ATLAS DE RADIACIÓN SOLAR DE COLOMBIA

Henry Josué Zapata Lesmes

Físico

Profesional Especializado Subdirección de Planeación Energética

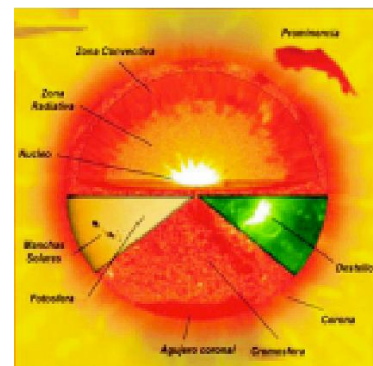
Con este artículo se presenta un acercamiento a los resultados de la segunda edición del Atlas de Radiación Solar de Colombia, como parte un trabajo conjunto entre el IDEAM y la UPME para establecer inventarios de los recursos energéticos renovables.

Antes de entrar en materia, es conveniente puntualizar tres ideas importantes:

1. La energía es un elemento necesario para el desarrollo. Así como el alimento es básico para las actividades que realiza el cuerpo humano, el suministro de energía permite al país desarrollar actividades en los diferentes sectores productivos de bienes y servicios.
2. Conocer los energéticos disponibles en Colombia en el corto, mediano y largo plazo, facilitará la toma de decisiones para el desarrollo y bienestar de la población.

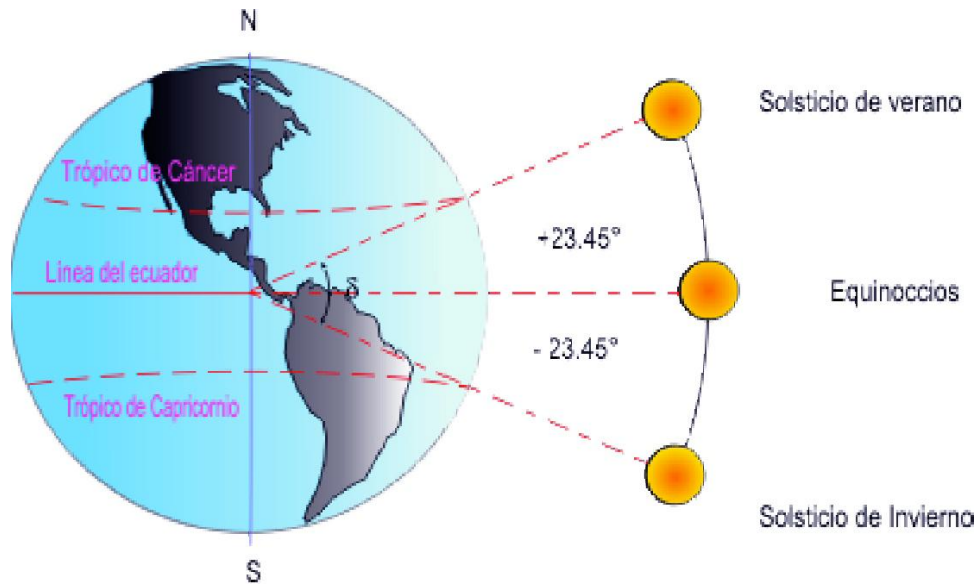
3. Las fuentes de energía se clasifican como "fuentes convencionales de energía FCE", amplia y masivamente usadas, y "fuentes no convencionales de energía FNCE", que son particulares de cada país y representan el

Estructura del sol





Esquema del cambio de declinación con el movimiento del sol respecto al Plano del Ecuador



complemento de las FCE para obtener todas las fuentes energéticas posibles¹.

El recurso solar es una FNCE renovable² que de forma natural día tras día, nos suministra la luz y el calor necesarios para el desarrollo de diferentes actividades en la tierra.

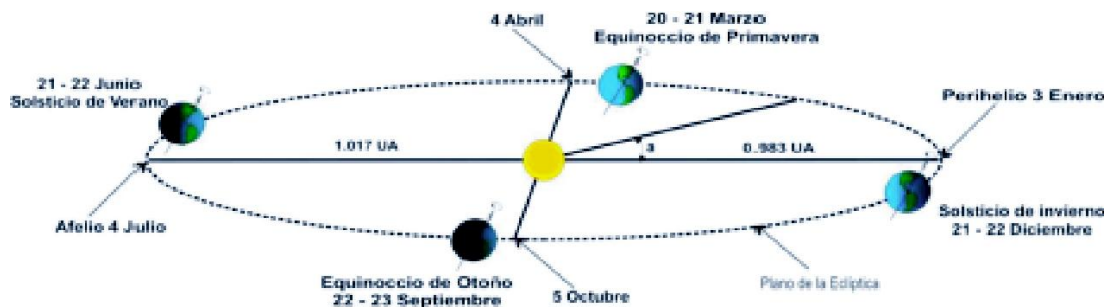
Con el Atlas de Radiación Solar de Colombia se busca dar cuenta de

una aproximación nacional de la distribución de irradiación solar (energía incidente por unidad de área) sobre el territorio nacional durante cada mes del año. Para lograrlo se recopiló información radiométrica de 71 estaciones,

información de brillo solar³ de 383 estaciones y mediciones de humedad relativa y temperatura de 96 estaciones. En el mapa 1 puede apreciarse una aproximación a la distribución de estas estaciones.

1. En Colombia las FNCE son principalmente la energía nuclear, solar, eólica, pequeños aprovechamientos hidroenergéticos, biomasa, geotermia, energía de los océanos, los esquistos bituminosos. En general, la FNCE son todos los recursos energéticos disponibles que no son intensivamente explotados, e incluyen tanto fuentes renovables como no renovables.
2. Las fuentes renovables son las que tienen un periodo de tiempo de recuperación igual o menor a la de su utilización o consumo como son la energía solar, eólica, biomasa, hídrica, geotérmica y océanos.
3. El brillo solar se expresa como el número de horas en las cuales el sol brilla en un día.

Movimiento de la tierra alrededor del sol



Mapa 1. Ubicación de las estaciones meteorológicas que aportaron información





El atlas es un documento de referencia para Colombia que contribuye al conocimiento de la disponibilidad de sus recursos renovables y facilita la identificación de regiones estratégicas donde es más adecuada la utilización de la energía solar.

El sol es una opción para la solución de necesidades energéticas de la población: con sistemas fotovoltaicos se obtiene electricidad; con sistemas térmicos se obtiene calor para la climatización de edificaciones, destilación de agua, calentamiento de agua, separación de contaminantes, además el sol es fuente directa de producción de biomasa⁴.

Una componente de la radiación solar es la radiación ultravioleta (UV), cuya alta frecuencia la hace nociva para la salud y el medio

ambiente. En el nivel técnico y científico la radiación UV es de interés por sus repercusiones sobre la vida humana, los ecosistemas y los diversos materiales que se ven deteriorados, ya que esta radiación es tan energética que rompe los enlaces moleculares. Este trabajo aporta elementos que ayudarán a prevenir los efectos nocivos en las diferentes ciudades y zonas del país.

Se utilizaron modelos para la estimación de la radiación solar (ver mapa 2) en regiones donde no se mide directamente, pero sí se miden otras variables meteorológicas.

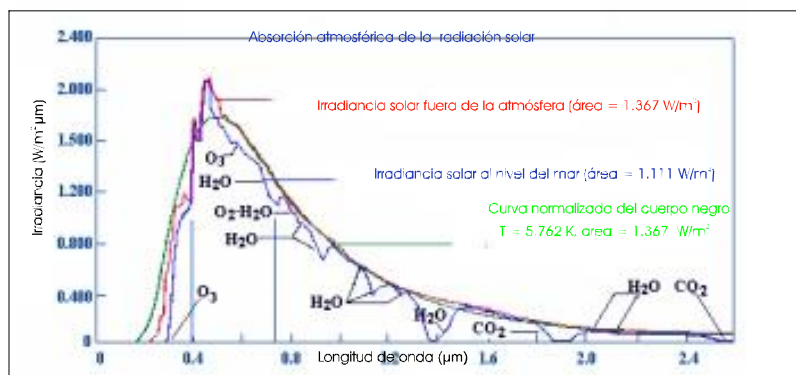
Unos modelos estiman la radiación solar a partir del brillo solar, y otros el brillo solar mediante correlaciones en

función de la humedad relativa y la diferencia de temperaturas a lo largo del día. Estos modelos representan un esfuerzo para incrementar la cantidad de puntos con información estimada de radiación solar en el territorio colombiano.

El Atlas incluye mapas de ozono, radiación UV B⁵ e índices UV, para lo cual se correlacionaron mediciones en tierra de cinco estaciones del IDEAM con información satelital de mil puntos sobre el territorio colombiano, obtenida de la Agencia Norteamericana para la Aeronáutica y el Espacio -NASA, a partir de lo cual se aplicaron modelos de estimación y de interpolación espacial.

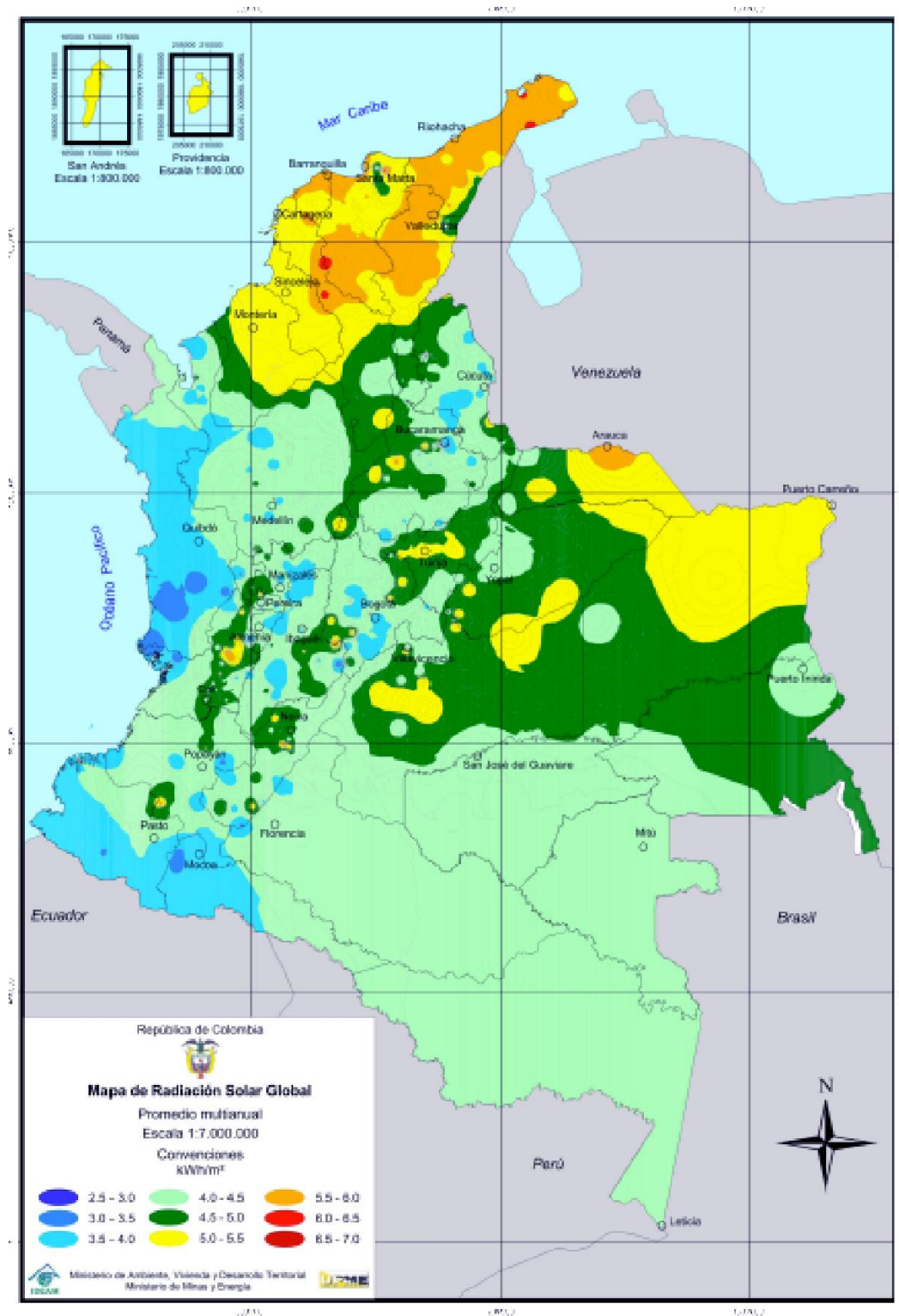
En todos los casos: radiación global, brillo solar, ozono estratosférico, radiación ultravioleta o índice UV, se realizó una interpolación mediante la técnica de "vecinos cercanos", con los valores de las 12 estaciones de meteorología más cercanas, utilizando una función de peso

Distribución espectral de la radiación solar



4. Biomasa, es toda materia que ha pasado por procesos de fotosíntesis.
5. Radiación solar con una longitud de onda de 305nm

Mapa 2. Radiación solar global, promedio multianual





con inverso de la distancia del punto a estimar para cada estación.

El Atlas brinda información básica para quienes estén interesados en conocer el sol, su movimiento, las características de la energía solar y su interacción con la tierra, o sobre la metodología utilizada en la elaboración de estos mapas.

Igualmente cuenta con información que incluye los principales aspectos para comprender las relaciones astronómicas sol-tierra, la órbita terrestre, el recorrido del sol en la esfera celeste, sistemas de coordenadas que pueden describir el movimiento del sol y la duración astronómica del día, o la manera de determinar el ángulo de incidencia de la

radiación solar sobre superficies inclinadas.

El documento presenta los instrumentos utilizados para la medición de la radiación solar y las metodologías para su calibración de acuerdo con estándares internacionales, y algunos métodos para la estimación de la radiación solar.

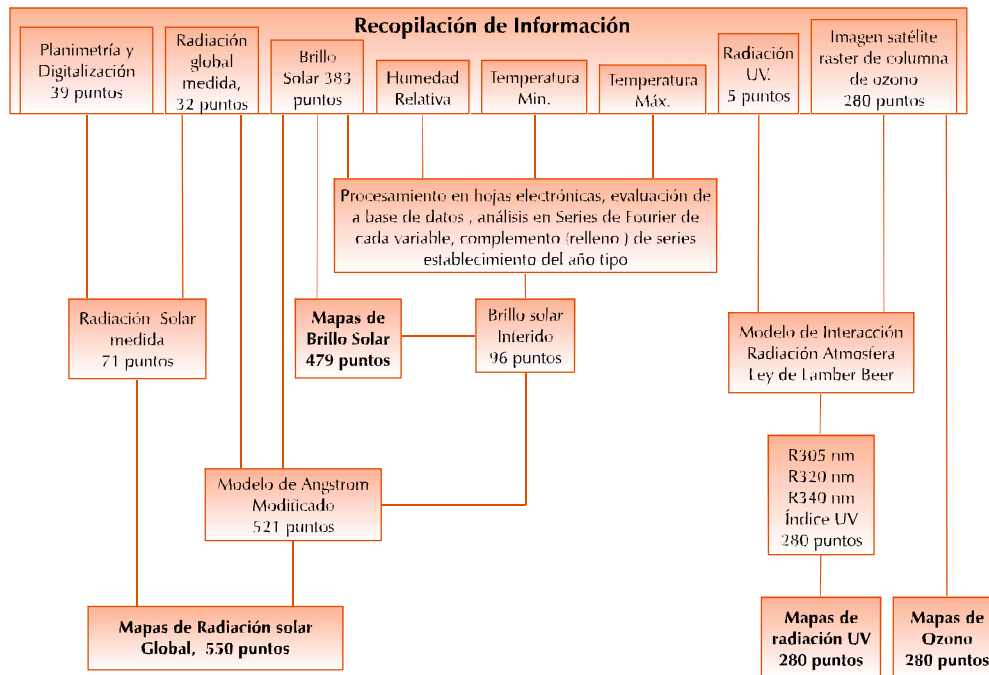
Se ilustra sobre la evaluación de la información utilizada, el análisis estadístico, la modelación, el control de datos, el comportamiento de las series, el modelo multivariado para la estimación del brillo solar de las estaciones meteorológicas de referencia y la interpolación espacial de la información.

Se espera interesar a lectores con conocimientos en física, estadística, ingeniería y medicina, quienes puedan revisar y realizar aportes que ayuden a mejorar los resultados obtenidos.

Para la realización del trabajo, se llevaron a cabo principalmente las siguientes actividades:

...El Atlas es un documento de referencia para Colombia que contribuye al conocimiento de la disponibilidad de sus recursos renovables...

Flujograma de Ejecución del Proyecto

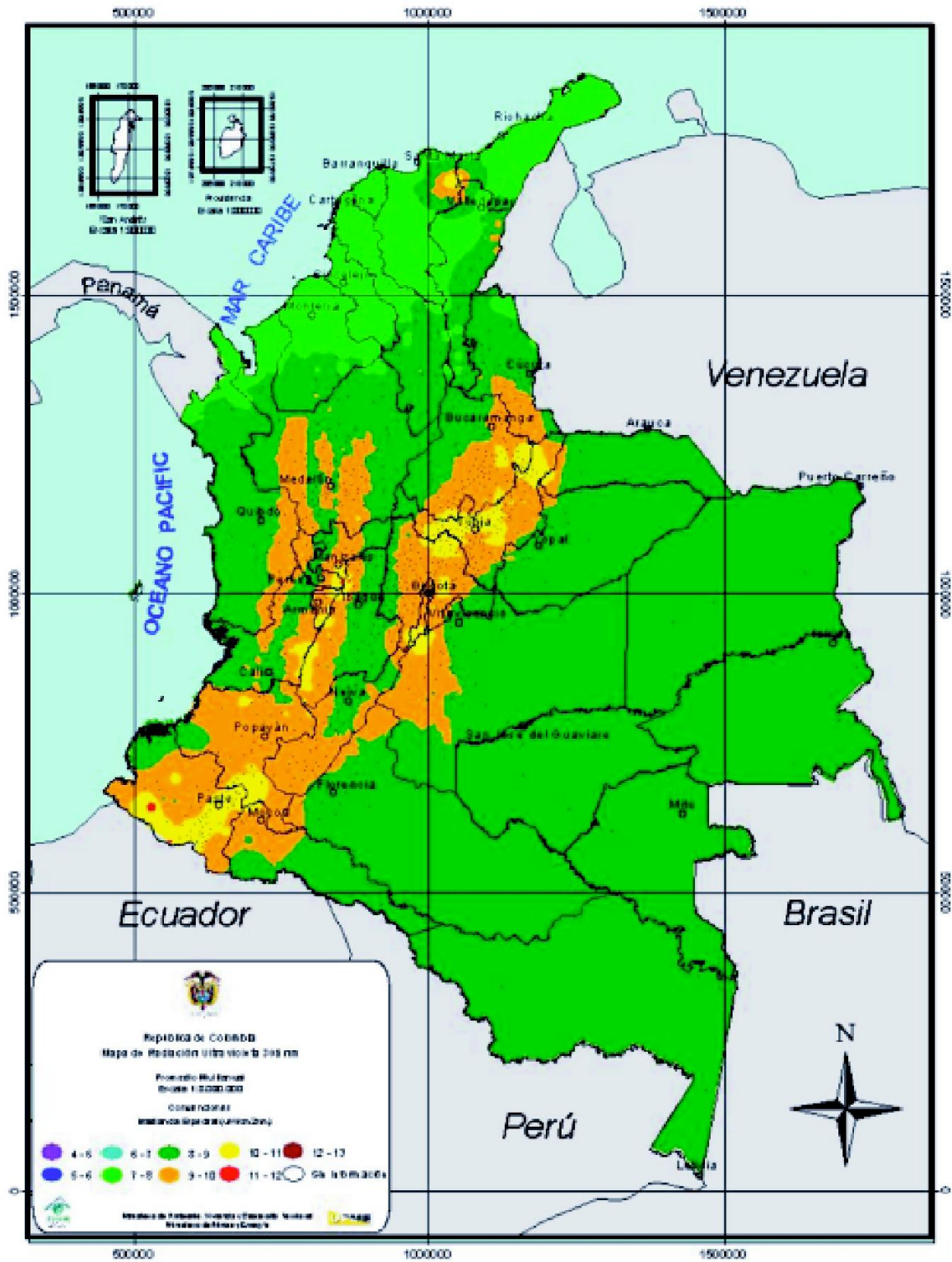


1. Recolección de la información meteorológica (Radiación Solar, Brillo Solar, Temperatura, Humedad Relativa) medida por el IDEAM, CENICAFE y CENICAÑA. En el caso del ozono, la información base se obtiene directamente de la base de datos publicada por la NASA, de su misión de vigilancia del Ozono TOMSII. La información de radiación ultravioleta sobre superficie, fue recopilada de la red latitudinal de estaciones UV del país.
2. Para el caso de la radiación solar global, se realizó la digitalización de las gráficas de actinógrafos, se evaluó el área bajo la curva y los valores de radiación se estructuraron en hojas de cálculo.
3. Tratamiento estadístico de la información de radiación solar global para solucionar vacíos en sus series de datos.
4. Establecimiento de un año típico para describir cada una de las variables utilizadas mediante Series de Fourier, lo cual permitió obtener un comportamiento promedio para completar los vacíos de las series de tiempo.
5. Modelación Físico-Matemática: se recurrió al Modelo de Ångström modificado, que permite estimar la radiación solar a partir de valores de brillo solar y adicionalmente se obtuvieron estimaciones de brillo solar a partir de valores medidos de la humedad relativa y la diferencia de temperaturas. Con el anterior trabajo fue posible ampliar el número de puntos de referencia a 550 para conformar una malla con información de radiación solar global y brillo solar para interpolar espacialmente.
6. En el caso de la radiación ultravioleta sobre la superficie, se implementó la solución de la ecuación de transferencia radiativa (Ley de Lambert-Beer) para la determinación de la irradiancia superficial en la bandas de 305nm, 320nm, 340nm del espectro ultravioleta.
7. Con la información obtenida, utilizando el método de interpolación de los vecinos más próximos, se elaboraron el conjunto de trece mapas por variable; Radiación Global, Brillo Solar, Ozono, Radiación UVB-305nm, Índice UV.





Mapa 3. Radiación ultravioleta 305 nm, promedio anual



Conclusiones y Recomendaciones

- Colombia cuenta con un buen potencial energético solar en todo el territorio, con un promedio diario multianual cercano a 4,5 kWh/m², propicio para un adecuado aprovechamiento, destacándose la península de la Guajira con un valor promedio de 6,0 kWh/m² y la Orinoquía con un valor un poco menor.

- Las isólinas de radiación fueron definidas con los datos de la red radiométrica del periodo 1980-2002, lo cual permitió establecer una aproximación de la distribución del recurso solar en el país.

- El presente Atlas es una referencia técnica y científica de gran utilidad para disciplinas como la arquitectura, la biología, la ecología, la agronomía, la ingeniería energética y la medicina, entre otras.

- Considerando las regiones naturales del país, es conveniente ubicar estaciones pilotos seleccionadas con criterios energéticos y meteorológicos. Estas estaciones deben tener la instrumentación necesaria para medir en las diferentes bandas del espectro, desde el ultravioleta hasta el infrarrojo, la radiación solar global y sus componentes: directa, difusa, reflejada, total ascendente y descendente, y los demás parámetros meteorológicos, según las recomendaciones de la Organización Mundial de Meteorología.

- Es necesario involucrar en el quehacer científico y técnico los resultados de este estudio con la finalidad de socializarlo, utilizarlo y mejorarlo, con los aportes de instituciones públicas y privadas

- Al nivel de estudios básicos, se requiere mejorar los modelos empleados para realización del Atlas en cuanto a correlacionar mejor las variables de humedad y temperatura con el brillo y la radiación solar, teniendo en cuenta una regionalización del país y sus pisos térmicos.

- Una aproximación a la disponibilidad promedio multianual de energía solar por regiones es:

- Se requiere realizar mejoras al modelamiento espacial en cuanto a establecer un algoritmo que

| REGIÓN | KWh/m ² /año |
|-----------------|-------------------------|
| GUAJIRA | 2.190 |
| COSTA ATLÁNTICA | 1.825 |
| ORINOQUIA | 1.643 |
| AMAZONIA | 1.551 |
| ANDINA | 1.643 |
| COSTA PACÍFICA | 1.278 |

permita interpolar los valores de radiación solar o cualquier otra variable climatológica, teniendo en cuenta la región geográfica, la altura y los puntos con valores conocidos dentro de una misma región con características similares.

- Es importante mejorar la distribución de la ubicación geográfica de las estaciones con criterios de región, altura sobre el nivel del mar y homogeneidad en el cubrimiento del territorio nacional.

Por último, es conveniente reafirmar que el sol representa una oportunidad de energía limpia para un desarrollo sostenible. Colombia cuenta con un recurso solar apreciable en el contexto mundial, debido a su posición en la zona tórrida y ecuatorial del globo terráqueo. Sin embargo, debido a que se encuentra en un área muy compleja de la región andina, se generan condiciones climáticas variadas y especiales que afectan la disponibilidad del recurso solar. En la medida que fructifiquen los esfuerzos que realiza el IDEAM para mejorar la red nacional de estaciones meteorológicas, tanto en su cubrimiento de diferentes lugares del país, como en la calidad, localización, distribución y operación (captura, procesamiento y análisis), se continuará perfeccionando el conocimiento de nuestros recursos naturales.



INTERCONEXIÓN DE GAS NATURAL ENTRE COLOMBIA Y PANAMÁ

Beatríz Herrera Jaime

Ingeniera de Petróleos

Asesora Subdirección de Planeación Energética UPME

Ismael Concha Perdomo

Físico

Asesor Subdirección de Planeación Energética UPME

El desarrollo de proyectos de integración energética internacional, constituye uno de los mayores desafíos por la alta influencia que estos tienen en el desarrollo de las economías y el bienestar de las poblaciones, en razón de la complementariedad de los recursos energéticos disponibles en cada uno de los países. Este proceso no es otra cosa que la optimización en el uso conjunto de los recursos y mejores opciones de carácter económico, financiero, ambiental y social para los países.

Los proyectos obedecen a múltiples razones, entre las que se destacan la desigualdad en la distribución de recursos

energéticos entre los países, su distinto nivel de explotación, la valoración económica y formación de las tarifas para los recursos energéticos, desequilibrios entre oferta y demanda al interior de los países, diferencias temporales tanto en las demandas como en las ofertas que pueden ser relativamente permanentes, estacionales o incluso instantáneas, y diferencias en las disposiciones de protección ambiental y de políticas de desarrollo.

En el continente americano se han llevado a cabo una serie de interconexiones por redes, particularmente de electricidad y gas natural. En el campo eléctrico

se tienen: las interconexiones Canadá - Estados Unidos - México, el Sistema Interconectado Eléctrico de América Central (SIEPAC) y en América del Sur Venezuela - Colombia - Ecuador - Perú. En cuanto a gas, se tiene el gasoducto de Bolivia a Brasil, y avanzados proyectos Argentina - Chile, Argentina - Uruguay y Colombia - Venezuela, los cuales son manifestaciones de las estrategias de los países para satisfacer sus necesidades energéticas.

En la medida en que el sector de gas natural se expanda a nivel local y regional, la integración entre los distintos mercados nacionales evitará que la oferta quede limitada a su propia demanda y ampliará y facilitará las opciones a partir de una mayor competencia. La necesidad de la integración gasífera es fuerte, si se tiene en cuenta el nivel de crecimiento económico esperado y que la proyección de la demanda energética de los países tercermundistas sobrepasará el crecimiento económico, lo que

generará un aumento considerable de las necesidades energéticas y ofrecerá un gran potencial para el desarrollo del mercado del gas natural.

El Proyecto con Panamá

El primer paso para la evaluación del proyecto de interconexión de gas natural entre Colombia y Panamá, es la estimación del mercado potencial de este energético en el país vecino.

Un siguiente paso es la evaluación de los escenarios de penetración del gas natural y el crecimiento de la demanda en cada uno de los sectores, considerando factores como el precio de los combustibles sustitutos y del gas natural, el costo de conversión, preferencia de los usuarios por el uso de energéticos conocidos y disposición al cambio de estos, y la entrada de nuevos consumidores.

Una vez estimados los primeros escenarios de demanda, se puede proceder a plantear un análisis económico que permita establecer el rango de precios del gas natural en Panamá a usuario final, bajo diferentes alternativas de transporte (gasoducto, gas natural comprimido por barco), distribución interna y precio en boca de pozo.

La UPME adelantó un estudio en este sentido y los resultados presentados corresponden a una revisión y ajuste realizado en mayo de 2005, considerando en este trabajo información más actualizada y con mayor grado de detalle que ha sido suministrada por el grupo de trabajo de Panamá.

Demanda potencial de gas natural en Panamá

La metodología empleada para realizar el cálculo de la demanda potencial de gas natural en la República de Panamá, parte de las cifras del Balance Energético Panameño del año 2003, y mediante información específica del sector eléctrico panameño, suministrada por el Ente Regulador.

Este cálculo debe considerarse como una primera aproximación, ya que se requiere realizar estudios tanto para caracterizar los usos dados a las fuentes energéticas en cada uno de los sectores, como para establecer el nivel de competitividad del gas natural. Sin embargo, tanto las cifras obtenidas durante el





ejercicio realizado en marzo de 2004 como las que se están obteniendo en la actualidad, están alrededor de los mismos valores. Esto demuestra la consistencia del ejercicio y da confianza sobre los resultados obtenidos.

En el 2003 el **consumo residencial** panameño se ubicó en los 5,5 MBEP¹, de los cuales el 75% corresponde a leña, el 14% a electricidad y el 11% entre GLP y querosene. Según las cifras macroeconómicas², cerca del 40% de la población habita en zonas rurales.

La cifra de consumo de leña es concordante con las cifras de población, dado que en términos de energía útil (suponiendo una eficiencia de cocción con leña del 7%) supliría el 50% de las necesidades de cocción, mientras que el restante 50% sería suministrado por el GLP (con una eficiencia de cocción del 45%) y el querosene. Además, según la encuesta de usos de la

electricidad, no hay cocinas eléctricas en el sector residencial.

Se consideró la pertinencia de conexión de cada una de las capitales de las provincias, que dependerá de la extensión del gasoducto troncal que las autoridades panameñas diseñen hacia el futuro para implantar un plan de masificación del gas en todo el país, buscando la conexión hacia el resto de Centro América.

Con el fin de ser conservadores en los cálculos de la demanda, inicialmente se modeló la conexión de las ciudades de Colón y de Panamá, donde se encuentra concentrada la mayoría de la población urbana del país.

El cálculo de la demanda potencial de gas natural para el sector residencial urbano de las provincias de Colón y Panamá,

considerando una población urbana del 67% para la Provincia de Colón y 90% para la provincia de Panamá, y asumiendo una cobertura efectiva del 90% en el sector urbano, se resume en la tabla 1.

El ejercicio de considerar todas las ciudades capitales, incrementa la demanda en apenas 1,4 MPCD³. Por economías de escala, en una primera etapa, se mantiene el supuesto de no extender el gasoducto. Como mecanismo para comprobar estas cifras, se empleó la metodología analítica del consumo medio residencial.

Consiste en establecer el número de hogares urbanos a ser conectados y asimilar un consumo medio mensual para establecer el consumo potencial. Empleando un consumo medio de 18 m³/mes por usuario y 4,32 personas/hogar, se obtiene una demanda potencial de 6,85 MPCD.

Como puede observarse, los dos métodos dan resultados similares, por lo que se asume que en este sector, el gas natural puede alcanzar un valor máximo (actual) de 6,8 MPCD.

Tabla 1. Demanda potencial sector residencial

| PROVINCIA | DEMANDA POTENCIAL [MPCD] | DEMANDA EFECTIVA [MPCD] |
|--------------|--------------------------|-------------------------|
| COLÓN | 0,59 | 0,53 |
| PANAMÁ | 7,03 | 6,33 |
| TOTAL | 7,62 | 6,86 |

1. MBEP: Millones de barriles equivalentes de petróleo.

2. Censo 2000, suministrado por el Ministerio de Comercio e Industrias de Panamá.

3. MPCD: Millones de pies cúbicos día.

Los **sectores Comercial-Servicios** consumieron dos MBEP durante el 2003, de los cuales el 81% correspondió a energía eléctrica, seguido por GLP con 12,2%, diesel oil 5,4%, querosene 0,9% y carbón vegetal 0,5%. Se asumió que el diesel se emplea en pequeñas calderas de restaurantes y hoteles, fácilmente sustituible por el gas natural, es decir que las compras realizadas por estos sectores para efectos de movilidad, se contabilizan en el sector transporte.

En este sector la electricidad es empleada en usos cautivos (iluminación, refrigeración, etc) por lo cual los objetivos de sustitución son el GLP, el diesel oil y el querosene. Realizando el cálculo de la energía útil a través de las eficiencias estimadas para cada combustible, se obtiene la demanda potencial de gas natural:

...El primer paso para la evaluación del proyecto de interconexión, es la estimación del mercado potencial de gas natural en el país vecino...

El **sector industrial** consumió cerca de 2,9 MBEP en el 2003, valor similar al del sector comercial y cercano a la mitad del consumo residencial, evidenciando una industria de pequeño tamaño. Dos

Tabla 2. Demanda potencial sector comercial/servicios

| | GLP | KEROSENE | DIESEL OIL | TOTAL |
|-------------------------------|-------|----------|------------|--------------|
| CONSUMO ESTIMADO - [KBEP] | 246,2 | 17,2 | 108,9 | 372,3 |
| CONSUMO GN EQUIVALENTE [MPCD] | 3,8 | 0,3 | 1,7 | 5,7 |

Tabla 3. Demanda potencial sector industrial

| | CALOR LIMPIO(1) | DIESEL OIL | FUEL OIL | ENERGÍA ELÉCTRICA | TOTAL |
|-------------------------|-----------------|------------|----------|-------------------|---------------|
| CONSUMO ESTIMADO [KBEP] | 30,1 | 786,0 | 366,2 | 69,4 | 1251,6 |
| GN EQUIVALENTE [MPCD] | 0,5 | 13,5 | 6,3 | 1,3 | 21,5 |

(1) GLP y querosene

energéticos dominan el consumo: El diesel oil con 53% y la leña y los residuos vegetales (bagazo de caña en la industria licorera) con el 26%. Los siguen el fuel oil (sumado al kerosene) con 12% y la electricidad con 7,4%.

Se consideran insustituibles la biomasa (debido al costo) y la electricidad, que se supone satisface usos cautivos (fuerza motriz, iluminación, etc.). Sin embargo, se consideró que existen usos eléctricos sustituibles en Panamá, relacionados con acondicionamiento de ambiente.

Por relativo gran tamaño, en centros comerciales y hoteles se hace plausible la instalación de sistemas centralizados de aire acondicionado, así como algunos usos de refrigeración, aportando una cantidad muy pequeña a la demanda potencial (1,3 MPCD).

Los consumos de los demás

energéticos calóricos: GLP, kerosene diesel y fuel oil, suman 1.943 KBEP⁴ (cerca del 65% del total), y de ser totalmente sustituidos podrían convertirse en una demanda potencial cercana a 30 MPCD de gas natural. El GLP y el kerosene, que generalmente son empleados en procesos que exigen combustión limpia, podría ser reemplazado de inmediato al igual que el fuel oil en la generación de vapor.

Aparece la duda sobre la cantidad y el empleo del diesel en la industria panameña. La Tabla 3 resume la penetración máxima del gas natural en la industria panameña

En el **sector transporte** panameño se consumieron 6,8 MBEP durante el 2003, en donde la gasolina representa el 44% de este consumo, mientras que el diesel cubre el 37% y el restante 19% son kerosene y turbo tible,

4. KBEP: Miles de barriles equivalentes de petróleo.

combustible, empleado en transporte aéreo. Dado que por el momento la tecnología de conversión diesel a gas no es comercialmente competitiva, el objetivo es el de reemplazar la gasolina motor.

De acuerdo con información suministrada por el equipo panameño sobre parque automotor y ubicación geográfica del mismo, se planteó una sustitución máxima del 30% de la gasolina.

Esta cantidad podría ser algo conservadora, ya que el parque se encuentra concentrado en las ciudades de Panamá y Colón. El programa del GNV estaría diseñado para realizar un total de 10.000 conversiones/año.

La sustitución de gasolina motor por GNV en el sector transporte, es uno de los principales objetivos del gobierno panameño, pues el precio de la gasolina está alcanzando valores cercanos a los 2,2 US\$/galón, lo que está afectando el bienestar de los habitantes.

Aplicando un programa de alta

Tabla 4. Demanda potencial sector transporte

| | GASOLINA MOTOR | ACPM |
|--|----------------|---------|
| CONSUMO TRANSPORTE ESTIMADO 2003 - [KBEP] | 3.014 | 2.544,5 |
| CONSUMO GN EQUIVALENTE [MPCD] | 51,6 | 43,6 |
| CONSUMO SUSTITUIBLE ESTIMADO (30% SUSTITUCION) | 15,5 | 0 |

penetración que reemplazaría el 30% de la demanda de gasolina motor en el país, en un horizonte de 5 años, se obtuvo un valor de 15,5 MPCD como escenario potencial para el GNV en Panamá.

De otra parte, mediante información específica del sector eléctrico, fue posible conocer la tecnología de cada una de las plantas de generación, la cantidad de combustible consumido para los últimos años, el factor de utilización y la generación de cada unidad.

Conocida la tecnología, se excluyeron las plantas de generación a diesel con motor reciprocante y se incluyeron únicamente las plantas que generan con base en vapor y las

turbinas a diesel.

En esta primera aproximación se utilizó el promedio del consumo específico (Heat Rate) de cada planta durante los últimos tres años, calculadas a partir de la generación y el consumo de combustibles.

...La sustitución de gasolina motor por GNV en el sector transporte, es uno de los principales objetivos del gobierno panameño...

Es destacable el hecho de que existan cerca de 300 MW de as

Tabla 5. Capacidad instalada de las plantas del sistema 2003

| Planta | Tecnología | Capacidad Efectiva | Disponibilidad Operativa | Consumo MPCD (Prom 3 años) | Consumo MPCD (FU historico) | Consumo MPCD (FU incrementado) |
|--------------------------|---------------|--------------------|--------------------------|----------------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| Central 9 de Enero 1-2-3 | Vapor / F.O. | 114 | 79% | 43,0% | 14,28 | 16,85 |
| Autoridad Canal | Vapor / F.O. | 62 | nd | 37,0% | 6,70 | 9,10 |
| Panam | Diesel | 96 | 90% | 65,0% | 12,25 | 12,25 |
| Copasa | Turbina / D.O | 44 | 94% | 0,8% | 0,12 | 7,46 |
| Subestacion Panama | Turbina/ D.O | 40 | 98% | 0,3% | 0,04 | 6,78 |
| Autoridad Canal | Turbina/ D.O | 100 | N/D | 39,4% | 5,07 | 6,44 |
| Central 9 de Enero (JB) | Turbina/ D.M | 155 | 80% | 70,1% | 21,35 | 21,35 |
| | | 611 | | | 59,8 | 80,2 |

turbinas que actualmente generan con diesel y que de inmediato podrían consumir gas. Así mismo, las máquinas a vapor pueden cambiar el combustible con pocas modificaciones y prácticamente de manera inmediata.

Son también muy importantes los altos factores de utilización de las plantas candidatas a ser sustituidas, en particular el Ciclo Combinado de la Central 9 de Enero, cuya capacidad instalada es de 160 MW y tiene un factor de utilización del 70%, y las unidades de vapor de la misma central con 120 MW y un factor del 43%.

Se estudiaron dos alternativas para calcular demanda potencial:

- i) mediante la aplicación del factor de utilización histórico de cada planta

Tabla 6. Demanda potencial sector eléctrico existente

| TIPO Y PLANTA | EQUIVALENTE GN MPCD |
|---------------------------------|---------------------|
| PARQUE EXISTENTE (FU HISTÓRICO) | 59,8 |
| PARQUE EXISTENTE (FU 50%) | 80,2 |
| EXPANSIÓN 270 MW | 31,6 |

- ii) empleando un factor de utilización definido por el analista, considerando que con la entrada del GN se puedan alcanzar factores de utilización superiores a los históricos.



Adicionalmente las autoridades panameñas plantean una expansión del sistema en 270 MW, con plantas de ciclo combinado que podrían firmar contratos de energía a largo plazo con el fin de reforzar la confiabilidad del sistema y abrir la posibilidad de exportar electricidad hacia el resto de centro América. En la Tabla 6 se muestra la demanda potencial del sector eléctrico bajo estas tres alternativas

De esta manera se obtienen dos escenarios de demanda del sector eléctrico panameño:

El primer escenario incluye la sustitución de combustible en las plantas actuales; en este caso la demanda estaría entre 60 MPCD obtenido con el factor de utilización histórico, y 80 MPCD con una utilización mayor de algunas plantas.

En el segundo escenario, adicional a la demanda de las plantas existentes, se contempla

la entrada de una planta de generación de 270 MW ciclo combinado, que equivale a una demanda adicional de 31 MPCD. Con esto se tendría entre 92 MPCD y 112 MPCD.

Se establecieron tres escenarios de demanda que corresponden a diferentes niveles de sustitución en los sectores industrial, transporte y termoeléctrico, por ser estos los de mayor impacto en la demanda de gas natural.

Para el sector residencial se utiliza la misma demanda en los tres escenarios.

- **Escenario UPME:** Este escenario considera que el 80% del consumo industrial se encuentra en el área de influencia del gasoducto y se aplica una cobertura efectiva del 70%.

En el sector transporte se estima una sustitución del 20% de la demanda de gasolina motor. En el sector termoeléctrico se incluyen las plantas transformadas a gas.



Finalmente, para el sector comercio se asume que el 80% está localizado en Ciudad de Panamá y Colón y se aplica una cobertura efectiva del 80%.

Escenario UPME-MICI-Medio: Se considera que el 80% del consumo industrial se encuentra en el área de influencia del gasoducto y se aplica una cobertura efectiva del 80%; para el sector transporte se estima una sustitución del 30% de la demanda de gasolina motor, en el sector comercio se asume que el 80% está localizado en Ciudad de Panamá y Colón y se aplica una cobertura efectiva del 90%.

En el sector termoeléctrico se consideran todas las plantas que pueden sustituir el combustible actual (incluyendo la Planta Panam) con un factor de utilización igual al histórico y una planta adicional de 270 MW.

Escenario UPME-MICI-Alto: Es igual al escenario UPME-MICI-Medio, excepto que se considera un mayor factor de utilización de las

Tabla 8. Años para alcanzar la demanda potencial

| SECTOR | AÑOS |
|--------------------------|------|
| RESIDENCIAL | 5 |
| COMERCIAL | 5 |
| INDUSTRIAL | 5 |
| TRANSPORTE | 5 |
| GENERACIÓN (Sustitución) | 2 |
| GENERACIÓN NUEVA | 4 |

Tabla 7. Escenarios de demanda potencial de gas natural MPCD

| SECTOR | UPME | UPME-MICI-MEDIO | UPME-MICI-ALTO |
|--------------------------|-------------|-----------------|----------------|
| RESIDENCIAL | 6,8 | 6,8 | 6,8 |
| COMERCIAL | 3,7 | 4,1 | 4,1 |
| INDUSTRIAL | 12,0 | 12,5 | 12,5 |
| TRANSPORTE | 10,3 | 15,5 | 15,5 |
| GENERACIÓN (Sustitución) | 47,6 | 59,8 | 80,2 |
| GENERACIÓN NUEVA | 0,0 | 31,6 | 31,6 |
| TOTAL | 80,4 | 130,4 | 150,8 |

plantas térmicas convertidas a gas natural equivalente a 60%. En la Tabla 7 se resumen las demandas potenciales obtenidas para cada uno de los escenarios planteados discriminado por sector.

Escenarios de penetración del gas natural

Una vez definidos los posibles escenarios de demanda potencial de gas natural, se analizaron las posibilidades de penetración en los diferentes sectores. En la Tabla 8 se incluye el número de años en los cuales podría alcanzarse la demanda potencial según los programas a realizar en cada uno de los sectores.

En los sectores residencial, comercial y transporte, se

considera que en un periodo de cinco años podría llegarse a las metas de cobertura establecidas, considerando que los programas estarían concentrados en las ciudades de Colón y Panamá inicialmente.

Para el caso del sector transporte se tiene la experiencia de recientes programas de conversión de vehículos en Colombia, con cerca de 20.000



5. Ministerio de Comercio e Industria de Panamá

vehículos convertidos en un año, lo cual hace viable pensar en una conversión de cerca de 50.000 vehículos en cinco años para el escenario de demanda alto en Panamá.

Considerando que el sector termoeléctrico es la base del programa de masificación del gas natural, dados los altos volúmenes requeridos, y que los cambios tecnológicos para la conversión de las plantas de generación no son mayores, es razonable pensar en iniciar el programa con este sector completando las sustituciones en un máximo de 2 años (después de iniciado el programa).

Proyección de Demanda De gas natural

Finalmente se realizó un ejercicio de estimación del crecimiento de la demanda en los sectores residencial, comercial e industrial para proyectar la demanda de gas natural en el largo plazo.

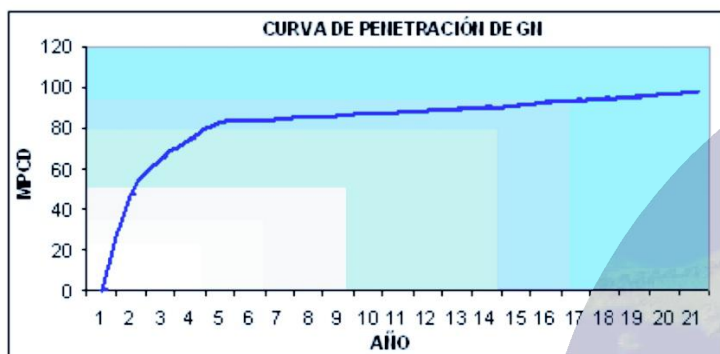
Para el sector industrial se estableció una relación econométrica entre la demanda de energía y el PIB. De esta manera, para una tasa de crecimiento del PIB del 4% anual, se obtiene un crecimiento en la demanda de energía del sector industrial del 3,2% anual.

Para el sector residencial de Panamá se aplicaron



modelos de crecimiento de la demanda residencial en cocción de Colombia, que arrojaron un crecimiento del 1,35% anual. Para el sector comercial se aplicó un crecimiento similar al del PIB esperado.

Gráfica 1. Curva de penetración del GN escenario de demanda medio



En la Gráfica 1 se muestra la curva de penetración del gas natural para el escenario medio de demanda y los años requeridos para alcanzar el potencial de cada sector presentados en la Tabla 8. A partir del año 5, el incremento obedece únicamente al crecimiento vegetativo de la demanda.



DIVERGENCIA JURÍDICA ENTRE NORMA AMBIENTAL Y NORMA MINERA

Jairo Enrique Castro Ardila

Abogado

Asesor Jurídico Dirección General UPME

Jairo Herrera Arango

Ingeniero Geólogo

Subdirector de Planeación Minera UPME

La expedición de la Ley 685 de 2001 (Código de Minas), generó una contradicción jurídica con los planes de ordenamiento territorial (POT) que habían sido desarrollados en casi la totalidad de los municipios colombianos (1.100) en cumplimiento de lo establecido por la Ley 388 de 1997.

Debido al carácter ambientalista de la ley de ordenamiento territorial, la minería, junto con otras actividades de interés general, fueron excluidas o prohibidas en la planificación de los territorios municipales; sin embargo, el nuevo Código de Minas estableció las áreas restringidas y excluidas, entre las que no se cuentan las áreas municipales restringidas en los POT.

Esta situación, como se verá, encontró protección y amparo en la Constitución Política Nacional de 1991, (Artículo 58), habida consideración del carácter de utilidad pública y de interés social que le otorga el Artículo 13 de la Ley 685 de 2001 a la actividad minera.

El portafolio minero Colombiano contiene cerca de 40 productos, entre los que sobresalen carbón, ferroníquel, platino, oro, esmeralda y caliza. Esta producción minera ha permitido el sostenimiento económico y social de muchos municipios gracias al empleo generado, y a las regalías que en el 2004 rondaron los US\$150 millones. Sin embargo, no puede ignorarse que esta actividad es intensiva en el uso de los recursos naturales, por lo que genera impactos negativos

sobre el medio ambiente que deben ser atendidos de forma adecuada.

Por su parte, los Planes de Ordenamiento Territorial - POT son modelos de organización municipal basados en la proyección del escenario ideal según las actividades más relevantes de la región.

Estos planes, regidos por la Ley 388 de 1997, se consideran instrumentos de planificación del desarrollo de territorios competitivos y con identidad, cuyo objetivo es alcanzar el crecimiento económico y social de los municipios con base en su realidad sociocultural, económica y ambiental, teniendo en cuenta criterios de equidad social y sostenibilidad ambiental.

Sin embargo, en la ejecución de los POT hubo mayor influencia de criterios ambientalistas que de desarrollo armónico del territorio, conduciendo a que se establecieran, sin soporte técnico, áreas de restricción de actividades consideradas de riesgo ambiental, entre ellas la minería.



En agosto de 2001 entró en vigencia la Ley 685 (Código de Minas) en la cual se establecieron específicamente las áreas de restricción y exclusión para la minería, con lo que se generó un desacuerdo jurídico con los POT que contraponían lo establecido por la Ley 388 de 1997.

Dado que la Ley de Ordenamiento Territorial involucra varias actividades de interés general, fue emitido el Decreto 2201 de 2003 con el cual se determinó que los POT no son oponibles a estas actividades, entre las que se encuentra la minería.

No obstante, el desconocimiento de la norma llevó a decisiones equivocadas en algunas regiones del país, donde actualmente se trabaja en su corrección.

Reseña Histórica

El desarrollo territorial de Colombia no tuvo una evolución basada en las potencialidades y las restricciones del medio físico, por el contrario, en ciertas regiones del país se han realizado actividades que confrontan las posibilidades de territorio.

El avance de la frontera agropecuaria resultó demasiado rápido y voraz frente a la fragilidad de los ecosistemas, como ocurrió durante el siglo XVIII con la fiebre de la quina que condujo a la deforestación de extensas áreas que



posteriormente se adaptaron para ganadería. Sin embargo, el imaginario popular, ignorando la historia, ha considerado a la minería como la principal responsable de tal degradación llevando en algunos casos, a buscar su restricción.

El hecho de que en la Ley 388 de 1997, conocida como la Ley de Ordenamiento Territorial, no se mencionara el trato que debía recibir la actividad minera en el desarrollo de los municipios, permitió que en varias localidades se prohibiera de manera explícita la minería junto a otras posibles acciones que podrían beneficiarlas, tales como construcción de carreteras.

Estas decisiones radicales causaron conflictos con la realidad económica de los municipios donde se ha practicado la minería desde tiempos inmemoriales.

A la llegada de los españoles, el uso de productos mineros por las culturas indígenas se encontraba bastante extendido: los muiscas



comerciaban con esmeraldas, cobre, carbón y sal que era su principal recurso fiscal; los quimbayas desarrollaron procesos de metalurgia, al igual que los taironas, y refinación de sal bastante eficientes. En general, los habitantes de la Colombia prehispánica utilizaban el oro, el cobre, la arcilla y algunas rocas ornamentales como granito, esquistos y calizas.

Por fortuna para la minería nacional, se ha hecho evidente que esta actividad es una fuente importante de recursos y empleo.

El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y las corporaciones autónomas

regionales, en quienes se han delegado funciones de autoridad ambiental en las regiones, han comenzado a vincularse a la tarea del Ministerio de Minas y Energía de lograr introducir la minería en el desarrollo territorial bajo la modificación de algunos planes de ordenamiento territorial.

Marco Legal Minero - Ambiental

Atendiendo el marco legal colombiano, fundamentado en la Ley 99 de 1993, el Código de Minas estableció que la minería en Colombia debe ser sostenible y

amigable con el medio ambiente, para lo cual determinó la exigencia de la licencia ambiental expedida por la autoridad ambiental respectiva, para poder iniciar la etapa de explotación y la presentación ante la autoridad minera respectiva del plan de trabajos y obras, en el cual el minero consigna las actividades requeridas para aprovechar el yacimiento desde el montaje hasta el abandono de mina y, por su puesto, el manejo de los impactos negativos asociados.

La licencia ambiental es una autorización única por la vida útil del proyecto minero, que

faculta a quien la solicita para el uso, aprovechamiento y afectación de los recursos naturales renovables requeridos para el desarrollo y operación del proyecto. Para su solicitud, se presenta un plan de manejo ambiental que incluye las medidas de prevención, corrección, mitigación y compensación de los impactos negativos asociados.

Aunque aún queda mucho camino por recorrer, uno de los logros más relevantes del nuevo Código de Minas colombiano radica en la concepción ambiental que los mineros han adquirido y que los está llevando a realizar sus actividades de manera armónica con el medio ambiente. Sin embargo, en la memoria colectiva persiste la imagen de la minería depredadora que se ejerció por más de 200 años, dificultando el entendimiento general respecto a las posibilidades de practicar la actividad minera de acuerdo con los preceptos ambientales.

Plan de Ordenamiento Territorial

El POT, ya referido, se define como el conjunto de objetivos, directrices, políticas, estrategias, metas y normas adoptadas para orientar y administrar el desarrollo físico del territorio y la utilización del suelo¹.

Para la elaboración de los POT se planteó como principio sica y



¹ Ministerio de Desarrollo Económico. 2001



fundamental el uso del suelo de acuerdo con su vocación para lograr el óptimo aprovechamiento de éste y sus recursos asociados junto con un mayor bienestar de la población. Esto implica mantener su integridad física y productiva y reservar una proporción adecuada de suelo para su conservación, preservación, diversidad biológica y estabilidad ecológica².

Infortunadamente, en la Ley de ordenamiento Territorial no se especificó la actividad minera y, por lo tanto, cada municipio enfrentó el tema de acuerdo con las ideas generales que al respecto tuvieran sus dirigentes. De esta manera, en varios POT se prohibió la minería o se restringió a zonas establecidas por la administración municipal.

A lo anterior se sumó el hecho de que, aunque la ley exigía que los POT tuvieran información a

escala 1:25.000 (un centímetro en el mapa representa 250 metros en el terreno) para el área rural, la información oficial geológico-minera y de las áreas de reserva forestal disponible está a escala 1:100.000 ó 1:200.000 (un centímetro en el mapa representa uno o dos kilómetros en el terreno respectivamente). Esto condujo a que los POT introdujeran información muy general, como si fuera detallada, sin aplicar los criterios técnicos requeridos para tal fin.

Actividad Minera

El Estado colombiano posee un Estatuto Minero que tiene como objetivos de interés público, el fomentar la exploración técnica y la explotación de los recursos mineros de propiedad estatal y privada; estimular estas actividades en orden a satisfacer los requerimientos de la demanda interna y externa de los mismos y a que su aprovechamiento se realice en forma armónica con los principios y normas de explotación racional de los recursos naturales no renovables y del ambiente, dentro de un concepto integral de desarrollo

sostenible y del fortalecimiento económico y social del país.

Dicha normatividad minera es la encargada de regular todas y cada una de las relaciones jurídicas del Estado con los particulares por causa de los trabajos y obras de la industria minera en sus fases de prospección, exploración, construcción y montaje, explotación, beneficio, transformación, transporte y promoción de los minerales que se encuentren en el suelo o el subsuelo, ya sean de propiedad nacional o de propiedad privada, siendo excluido lo correspondiente a hidrocarburos líquidos y gaseosos, los cuales son regulados por disposiciones especiales.

...El Código de Minas desarrolla los mandatos de la Constitución Nacional referentes al manejo y aprovechamiento de los recursos naturales para garantizar un desarrollo sostenible...

El Estatuto Minero antes referido corresponde al actual Código de Minas, cuyas reglas y principios desarrollan los mandatos de la Constitución Nacional referentes al derecho fundamental al trabajo y a la planificación del manejo y aprovechamiento de los recursos naturales para garantizar un

2. Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial 2005



desarrollo sostenible, previniendo y controlando factores de deterioro ambiental y cooperando en la protección de los ecosistemas situados en zonas fronterizas.

Igualmente, vela porque la explotación de los recursos naturales en los territorios indígenas se realice sin desmedro a la integridad cultural, social y económica de dichas comunidades, y señala con toda precisión que el subsuelo y los recursos naturales no renovables, salvo a derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a leyes preexistentes, son de propiedad del Estado, el cual tiene a su cargo la dirección general de la economía y posee la facultad de realizar la explotación de dichos recursos naturales.

Para el logro de los cometidos anteriormente mencionados, el

Estado podrá intervenir, mediante mandato legal, determinando las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables, así como el señalamiento de los derechos que puedan tener las entidades territoriales sobre los mismos, señalando las correspondientes contraprestaciones a su favor.

En consideración a la existencia de regulación específica, los requisitos, formalidades, documentos y pruebas que señala expresamente el Código de Minas para la presentación, el trámite y resolución de los negocios mineros en su trámite administrativo hasta obtener su perfeccionamiento, serán los únicos exigibles a los interesados. Igual principio se aplicará en relación con los términos y condiciones establecidas en el mencionado Código, para el ejercicio del derecho a explorar y

explotar minerales y de las correspondientes servidumbres.

Conforme a la Constitución Política Nacional (Art. 84) , ninguna autoridad podrá establecer ni exigir permisos, licencias o requisitos adicionales para la procedencia de las propuestas o para la expedición, perfeccionamiento y ejercicio del título minero, sin perjuicio de la competencia de la autoridad ambiental, lo cual no excluye la aplicación de los requisitos establecidos en leyes especiales que protegen el patrimonio histórico, arqueológico o cultural de la Nación y de derechos y bienes constitucionalmente protegidos.

La industria minera en todas sus ramas y fases, en desarrollo del Artículo 58 de la Constitución Política Nacional, ha sido declarada de utilidad pública e



interés social, razón por la cual es posible decretar a su favor, a solicitud de parte interesada y por los procedimientos establecidos en el Código de Minas, las expropiaciones de la propiedad de los bienes inmuebles y demás derechos constituidos sobre los mismos, que sean necesarios para su ejercicio y eficiente desarrollo de su actividad, con las limitaciones que sobre el particular señala la norma minera.

Al tenor del Artículo 18 del Código de Minas, las personas naturales y jurídicas extranjeras, como proponentes o contratistas de concesiones mineras, tendrán los mismos derechos y obligaciones que los nacionales colombianos. Las autoridades minera y ambiental no podrán, en el ámbito de sus competencias, exigirles requisitos, condiciones y formalidades adicionales o diferentes, salvo las expresamente señaladas en este Código.

Zonas prohibidas y restringidas para la minería

El Estado social de derecho colombiano, tiene como fundamento el respeto a los derechos fundamentales, dentro de los que se encuentra el derecho a gozar de un ambiente sano, razón por la cual en el Artículo 79 de la Constitución Nacional se impone al Estado el deber de proteger la diversidad e integridad del ambiente, así como el de conservar las áreas de especial importancia ecológica y

fomentar la educación para el logro de estos fines.

Naturalmente, la industria minera no puede abstraerse a estos mandatos constitucionales, sino que debe adelantarse bajo los parámetros del desarrollo sostenible y de función social y ecológica de la actividad económica.

...Se impone al Estado el deber de proteger la diversidad e integridad del ambiente, así como el de conservar las áreas de especial importancia ecológica...

Los derechos y deberes contenidos en el Artículo 79 antes citado, son la legitimación constitucional de la imposición por parte del legislador, de limitantes al ejercicio del derecho de libre iniciativa privada en la industria minera, pues en virtud del mismo se establecieron en el actual Código de Minas, varias zonas dentro de las cuales se encuentra prohibida o restringida esta actividad económica.

En efecto, en el Artículo 34 del Código se dispone que no podrán ejecutarse trabajos y obras de exploración y explotación minera en zonas de exclusión declaradas



y delimitadas conforme a la normatividad vigente, tales como las áreas que integran el sistema de parques nacionales naturales, parques naturales de carácter regional y zonas de reserva forestal, caso en el cual el acto que las declare como tal, deberá estar expresamente motivado en estudios que determinen la incompatibilidad o restricción en relación con las actividades mineras.

Así mismo, en el Artículo 35 de la misma norma, se señalan la zonas en las cuales se podrá adelantar la actividad minera pero de manera restringida, es decir, sujeta a la consecución de los permisos o autorizaciones respectivas, como es el caso de las áreas ocupadas por construcciones rurales, incluyendo sus huertas, jardines o solares anexos, caso en el cual se deberá contar con el consentimiento del dueño o poseedor y, en el caso de las zonas definidas como de especial interés arqueológico, histórico o cultural, siempre y cuando se cuente con la autorización respectiva, entre otros casos.

Igualmente, el Artículo 36 del Código, dispuso que "en los contratos de concesión se entenderán excluidas o da a la

restringidas de pleno derecho, las zonas, terrenos y trayectos en los cuales está prohibida la actividad minera o se entenderá condicionada a la obtención de permisos o autorizaciones temporales".

En este orden de ideas, cabe preguntarse si el Código de Minas es el único estatuto normativo que puede definir cuáles son las zonas restringidas o prohibidas para ejercer la actividad minera, teniendo en cuenta la aspiración del estatuto introducida en el Artículo 3 del mismo, según el cual las reglas y principios consagrados en éste, desarrollan los mandatos de los Artículos 25, 80, 332, 334, 360 y 361 y el parágrafo del Artículo 330 de la Constitución Nacional, en relación con los recursos mineros, de manera completa, sistemática y armónica y con el sentido de especialidad y aplicación preferente.

La frase subrayada del Artículo 36 del Código fue objeto de análisis por parte de la Corte Constitucional y, en Sentencia C-339 del 7 de mayo de 2002, el Alto Tribunal declaró su inexecutable, por considerar que "...limita las zonas de exclusión y restricción a lo determinado estrictamente en la Ley 685 de 2001, con lo cual se desconoce el límite constitucional impuesto en los Artículos 333 y 334 de la Constitución..." con ello "...desconoce las leyes vigentes que protegen zonas distintas de los parques... y de otra, cierra la posibilidad de que le sean oponibles leyes posteriores que establezcan nuevas zonas de

exclusión...", por ejemplo áreas consideradas ecosistemas estratégicos como las cuencas hidrográficas y aquellos ecosistemas integrados por vegetación original que no sean necesariamente parte de parques naturales, tales como páramos, selvas amazónicas, vegetación herbácea arbustiva de cerros amazónicos, bosques bajos y catingales amazónicos, sabanas llaneras, matorrales xerófitos y desiertos, bosques aluviales (de vega), bosques húmedos tropicales, bosques de manglar, bosques y otra vegetación de pantano, sabanas del caribe, bosques andinos, o bosques secos y subhúmedos tropicales.

Como consecuencia de este pronunciamiento, el inversionista minero deberá tener en cuenta que en Colombia no sólo la Ley minera define cuáles son las zonas prohibidas o restringidas para la minería, sino que deberá observar lo dispuesto en normas vigentes

tales como la Ley 2 de 1959 sobre economía forestal de la Nación y conservación de los recursos naturales renovables, el Decreto Ley 2811 de 1974 (Código de Recursos Naturales), el Decreto 1681 de 1978 sobre los recursos hidrológicos, la Ley 99 de 1993 y la Ley 165 de 1994 por medio de la cual se adopta el Convenio sobre la Diversidad Biológica.

Así mismo, el inversionista nacional o extranjero que quiera adelantar minería en Colombia, deberá tener en cuenta que según la Corte Constitucional, normas futuras de carácter ambiental y de protección a la biodiversidad, también podrán determinar zonas en las cuales se prohíba o se restrinja la minería.

La indudable globalización de las relaciones sociales y la internacionalización del Derecho, hace que el inversionista actual esté sujeto a la dinámica cambiante de la





normatividad internacional de protección al medio ambiente, máxime si se tiene en cuenta el mandato contenido en el Artículo 226 de la Constitución Nacional, según el cual "el Estado promoverá la internacionalización de las relaciones políticas, económicas, sociales y ecológicas, sobre la base de equidad, reciprocidad y conveniencia social".

Así, el Convenio sobre la Diversidad Biológica redactado en Río de Janeiro en 1992, aprobado en Colombia mediante la Ley 162 de 1994, definió el concepto de diversidad biológica como "la variabilidad de organismos vivos de cualquier fuente, incluidos, entre otras cosas los ecosistemas terrestres y marinos y otros ecosistemas acuáticos y complejos ecológicos de los que forman parte; comprende la diversidad dentro de cada especie, entre las especies y de los ecosistemas".

En Colombia el concepto de biodiversidad resulta relevante,

en vista de que es uno de los países considerados como megabiodiversos, dentro del cual son ricos los recursos genéticos y las especies endémicas.

La situación jurídica que se expone, crea un panorama complejo que compromete la seguridad jurídica para el inversionista minero, en razón a que la posibilidad de adelantar la actividad minera está sujeta a conceptos tan amplios como el de diversidad biológica, áreas de especial importancia ecológica, conservación de conocimientos autóctonos de comunidades indígenas, así como del deber de cooperación con otras naciones en la protección de ecosistemas situados en zonas fronterizas, impuesto al Estado colombiano en virtud del Artículo 80 de la Constitución Nacional, y la posibilidad de la restricción o prohibición de la minería en zonas donde se encuentren especies aún no descubiertas.

En virtud de lo anterior, el desarrollo económico y social del

país reclama que el marco jurídico dentro del cual se debe adelantar la actividad de la minería sea claro y estable, atendiendo las innegables necesidades existentes en materia de generación de empleo y de aseguramiento de la calidad de vida y dignidad humana de los colombianos que, estando en situación de pobreza, buscan una posibilidad de trabajo.

El papel del Estado colombiano con respecto a los derechos económicos y sociales de las personas, también comprende la generación de normas jurídicas claras que garanticen un entorno razonable de seguridad jurídica para los empresarios mineros, en cuyas manos está la gestión directa del desarrollo económico y social del país por medio de la generación de empleo y de rentas que como los impuestos y las regalías, están destinadas a la consecución de fines colectivos.

Zonas excluibles de la minería

El Código de Minas contempla que no podrán ejecutarse trabajos y obras de exploración y explotación minera en zonas declaradas y delimitadas conforme a la normatividad vigente como "de protección y desarrollo de los recursos naturales renovables o del ambiente", y que de acuerdo con las disposiciones legales sobre la materia, expresamente excluyan dichos trabajos y obras.



Como ya se había mencionado, las zonas de exclusión serán las que se constituyan conforme a las disposiciones vigentes, como áreas que integran el sistema de parques nacionales naturales, parques naturales de carácter regional y zonas de reserva forestales.

Para producir estos efectos, estas zonas deberán ser delimitadas geográficamente por la autoridad ambiental con base en estudios técnicos, sociales y ambientales con la colaboración de la autoridad minera³, en aquellas áreas de interés minero.

Para que puedan excluirse o restringirse trabajos y obras de exploración y explotación minera en las zonas de protección y desarrollo de los recursos naturales renovables o del ambiente, el acto que las declare deberá estar expresamente motivado en estudios que determinen la incompatibilidad o restricción en relación con las actividades mineras.

No obstante la autoridad minera, previo acto administrativo fundamentado de la autoridad ambiental que decreta la sustracción del área requerida, podrá autorizar que en las zonas mencionadas, con excepción de los parques, puedan adelantarse actividades mineras en forma restringida o sólo por determinados métodos y sistemas de extracción que no afecten los objetivos de la zona de exclusión.

Para tal efecto, el interesado en el contrato de concesión deberá presentar los estudios que

demuestren la compatibilidad de las actividades mineras con tales objetivos.

Zonas de minería restringida

Con las restricciones que se expresan en el Código de Minas, podrán efectuarse trabajos y obras de exploración y de explotación de minas:

- "Dentro del perímetro urbano de las ciudades o poblados, señalado por los acuerdos municipales adoptados de conformidad con las normas legales sobre régimen municipal, salvo en las áreas en las cuales estén prohibidas las actividades mineras..."⁴
- "En las áreas ocupadas por construcciones rurales, incluyendo sus huertas, jardines y solares anexos, siempre y cuando se cuente con el consentimiento de su dueño o poseedor y no haya peligro para la salud e integridad de sus moradores"
- "En las zonas definidas como de especial interés arqueológico, histórico o cultural siempre y cuando se cuente con la

autorización de la autoridad competente"⁵

- "En las playas, zonas de bajamar y en los trayectos fluviales servidos por empresas públicas de transporte y cuya utilización continua haya sido establecida por la autoridad competente, si esta autoridad, bajo ciertas condiciones técnicas y operativas que ella misma señale, permite previamente que tales actividades se realicen en dichos trayectos"
- "En las áreas ocupadas por una obra pública o adscritas a un servicio público siempre y cuando: i. Cuento con el permiso previo de la persona a cuyo cargo estén el uso y gestión de la obra o servicio; ii. que las normas aplicables a la obra o servicio no sean incompatibles con la actividad minera por ejecutarse y iii. que el ejercicio de la minería en tales áreas no afecte la estabilidad de las construcciones e instalaciones en uso de la obra o servicio."
- "En las zonas constituidas como zonas mineras indígenas siempre y cuando las correspondientes autoridades comunitarias, dentro del plazo que se les señale, no hubieren ejercitado su derecho preferencial a obtener el título

3 - Corte Constitucional - Inciso 2o. declarado EXEQUIBLE por la Corte Constitucional mediante Sentencia C-339-02 de 7 de mayo de 2002, Magistrado Ponente Dr. Jaime Araujo Rentería; "en el entendido que el deber de colaboración de la autoridad minera no condiciona el ejercicio de la competencia de la autoridad ambiental"

4 - Corte Constitucional - Literal a) declarado EXEQUIBLE, salvo el aparte tachado declarado INEXEQUIBLE por la Corte Constitucional mediante Sentencia C-339-02 de 7 de mayo de 2002, Magistrado Ponente Dr. Jaime Araujo Rentería; "siempre que se entienda que incluye las normas ambientales nacionales, regionales y municipales, en concordancia con el Plan de Ordenamiento Territorial"

5 - Corte Constitucional - Literal c) declarado EXEQUIBLE por la Corte Constitucional mediante Sentencia C-239 -02 de la Sala Plena de 7 de mayo de 2002, Magistrado Ponente Dr. Jaime Araujo Rentería; "siempre que se entienda que la expresión "autoridad competente" comprende, en sus respectivos ámbitos de competencia, además de la autoridad minera, a la autoridad ambiental y a las autoridades encargadas de cuidar el patrimonio arqueológico, histórico y cultural".

- minero para explorar y explotar, con arreglo a lo dispuesto por el Capítulo XIV de este Código"⁶
- "En las zonas constituidas como zonas mineras de comunidades negras siempre y cuando las correspondientes autoridades comunitarias, dentro del plazo que se les señale, no hubieren ejercitado su derecho preferencial a obtener el título minero para explorar y explotar, con arreglo a lo dispuesto por el Capítulo XIV de este Código"
- "En las zonas constituidas como zonas mineras mixtas, siempre y cuando las correspondientes autoridades comunitarias, dentro del plazo que se les señale, no hubieren ejercitado su derecho preferencial a obtener el título minero para explorar y explotar, con arreglo a lo dispuesto por el Capítulo XIV de este Código..."

Efectos de la exclusión o restricción

El Artículo 36 del Código establece que "en los contratos de concesión se entenderán excluidas o restringidas de pleno derecho, las zonas, terrenos y trayectos en los cuales, está prohibida la actividad minera o se entenderá condicionada a la obtención de permisos o autorizaciones especiales".⁷

La "...exclusión o restricción no requerirá ser declarada por autoridad alguna, ni de mención expresa en los actos y contratos, ni de renuncia del proponente o concesionario a las mencionadas zonas y terrenos. Si de hecho dichas zonas y terrenos fueren ocupados por obras o labores del concesionario, la autoridad minera ordenará su inmediato retiro y desalojo, sin pago, compensación o indemnización alguna por esta causa. Lo anterior, sin perjuicio de las actuaciones que inicien las autoridades competentes en cada caso cuando a ello hubiere lugar."

Prohibición legal

Está claro que, excepto las autoridades que señala el Código de Minas, que confieren facultades a algunas autoridades nacionales y regionales, "ninguna autoridad regional, seccional o local podrá establecer zonas del territorio que queden permanente o transitoriamente excluidas de la minería."

Esta prohibición comprende los planes de ordenamiento



territorial de que trata el Artículo 38 del Código de Minas.

Descentralización Administrativa

El Artículo primero de la Constitución Nacional dispone que Colombia es un Estado social de derecho, organizado en forma de República unitaria, descentralizada, con autonomía de sus entidades descentralizadas.

En materia de ordenamiento territorial, la descentralización se manifiesta en la atribución contenida en el Artículo 311 de la Constitución Nacional, según la cual al municipio, como entidad fundamental de la organización político-administrativa del Estado le corresponde, entre otras cosas,

6 - Aparte subrayado declarado EXEQUIBLE por la Corte Constitucional Sentencia C-891-02 de 22 de octubre de 2002. Magistrado Ponente Dr. Jaime Araujo Rentería, "únicamente por los cargos analizados en esta sentencia, en el entendido de que las autoridades mineras deberán cumplir los parámetros establecidos en torno a la consulta previa, esto es, dándole a los grupos étnicos las respectivas oportunidades para conocer, revisar, debatir y decidir sobre el tema puesto a su consideración", pudiendo al efecto resolver autónomamente sobre el ejercicio de su derecho preferencial".

7 - Corte Constitucional - Aparte tachado declarado INEXEQUIBLE y subrayado EXEQUIBLE por la Corte Constitucional mediante Sentencia C-339-02 de 7 de mayo de 2002. Magistrado Ponente Dr. Jaime Araujo Rentería; "siempre que se entienda que incluye las normas ambientales nacionales, regionales y municipales, en concordancia con el Plan de Ordenamiento Territorial"

ordenar el desarrollo de su territorio. Tal disposición constitucional fue recogida en la Ley 388 de 1997, por medio de la cual se regulan los POT, norma que infortunadamente no tuvo en cuenta las actividades declaradas por el legislador como de utilidad pública e interés social, tal como lo es la industria minera en todas sus ramas o fases, en virtud del Artículo 13 del actual Código de Minas.

El yerro constituido por tal silencio dio lugar a que, por medio de lo planes o esquemas de ordenamiento territorial, se generara una explosión de prohibiciones y restricciones para adelantar la actividad minera en las áreas donde las autoridades municipales, en su gran mayoría sin fundamento técnico o económico, consideraban que no podía adelantarse este tipo de actividades.

Por lo anterior, es común ver que estos planes o esquemas contienen ítems como *zonas prohibidas para la minería* o *zonas*

destinadas exclusivamente a una actividad económica diferente, tal como la agricultura o la ganadería.

Así mismo, en algunos casos se dispuso que se podrían adelantar labores mineras hasta cierto tiempo, pasado el cual se destinaría el área respectiva a uso exclusivo de otras actividades económicas, conculcando así los derechos adquiridos mediante títulos mineros sobre las zonas afectadas.

Es dentro de este contexto problemático -generalizado en el país-, que fue expedido por parte del Gobierno Nacional el Decreto 2201 del 5 de agosto de 2003, por medio del cual se reglamenta el artículo 10 de la Ley 388 de 1997, dejando establecido con claridad indiscutible que los planes básicos o esquemas de ordenamiento territorial de los municipios y distritos **en ningún caso serán oponibles a la ejecución de proyectos, obras o actividades consideradas por el legislador como de utilidad pública e**

interés social cuya ejecución corresponda a la Nación.

Es de anotar que el Decreto mencionado fue promulgado 5 años después de que entrara en vigencia la Ley 388 sobre ordenamiento territorial y que para tal momento ya muchos municipios tenían elaborados los planes o esquemas de ordenamiento territorial respectivos.

En consecuencia y teniendo en cuenta el fallo de la Corte Constitucional, la ley es el único título jurídico legítimo para prohibir o restringir la minería en el territorio nacional, sin importar que la misma sea de carácter ambiental, minero o territorial, razón por la cual los concejos municipales no podrán oponerse al ejercicio de la minería en sus territorios, en razón a que los acuerdos municipales por medio de los cuales se adoptan los POT no tienen rango legal y son meros actos administrativos.

En este mismo sentido, se estima que la Nación debe asumir parte



de la financiación de los costos que implicarán para los municipios del país las modificaciones pertinentes a los POT, pues la prohibición o restricción que las autoridades municipales impusieron a la actividad minera por medio de los mismos, se debió a la falta de previsión del legislador con respecto a la relación entre los POT y las actividades declaradas por la ley como de utilidad pública e interés social, como lo es la actividad minera.

Decreto 2201 de 2003

La divergencia jurídica generada entre lo establecido por el Código de Minas y los resultados del desarrollo de lo establecido por la Ley de Ordenamiento Territorial fue solucionada con la emisión del Decreto 2201 en 2003, que establece que **los proyectos, las obras o las actividades consideradas por el legislador de utilidad pública e interés social cuya ejecución corresponda a la Nación (como la minería pues los minerales son propiedad del Estado), podrán ser adelantados por ésta en todo el territorio nacional, de manera directa o indirecta a través de cualquier modalidad contractual, previa la expedición de la respectiva licencia o del correspondiente instrumento administrativo de manejo y control ambiental por parte de la autoridad ambiental correspondiente.**

Puesto que este es un decreto reglamentario de la Ley 388 de 1997, se establece además que los planes de ordenamiento territorial municipales, en ningún caso serán oponibles a la ejecución de proyectos, obras o actividades mencionados, y que los interesados en estos proyectos, obras o actividades, entreguen a la administración municipal la información pertinente con el fin de que sean incorporados en los procesos de revisión y ajuste de los POT.

En la actualidad se trabaja en la continua y amplia divulgación de este decreto que permitirá hacer las correcciones pertinentes en los POT, cuyo período de revisión fue establecido en 10 años, es decir, que se prevé para el 2009. Para las autoridades ambientales ésta ha sido una herramienta fundamental en la solución de conflictos generados por la visión municipal del desarrollo de un territorio que debe ser visto a una escala mayor.

Conclusiones

La tecnología actual permite garantizar el ejercicio minero bajo



condiciones amigables con el medio ambiente. Esta tecnología en permanente evolución debe ser considerada al momento de tomar decisiones legales, pues las extracciones que hoy podrían estar en conflicto con el ambiente, en un futuro cercano podrían ser realizadas de manera adecuada.

De acuerdo con lo establecido en el Código de Minas, las áreas susceptibles de restricción o exclusión deberán ser alinderadas con base en estudios económicos, ambientales y sociales, con el objeto de no impedir el avance de una región a partir de conceptos preestablecidos en las administraciones municipales.

El conocimiento geológico-minero de Colombia está en



proceso de obtención, y por lo tanto no deberán tomarse decisiones que restrinjan la actividad minera en áreas donde no se tiene certeza con respecto a su riqueza minera.

Este es un ejemplo claro de cómo la resolución de una divergencia jurídica entre leyes de igual orden jerárquico, condujo a mejorar la concepción colectiva del desarrollo territorial frente a una actividad económica legítima como es la minería, garantizando que ésta sólo será restringida o excluida en áreas que técnicamente así lo requieran.

La propuesta de trabajo conjunto entre las autoridades mineras y las ambientales que plantea el Código de Minas, no implica que los criterios ambientales con fundamento técnico deban ser ignorados con el objetivo de favorecer proyectos mineros. Sin embargo, se garantiza la neutralidad conceptual en el proceso de toma de decisiones.

Para el Estado Colombiano la minería es una actividad generadora de empleo y riqueza que representa una fuente de soluciones a problemas sociales y económicos en regiones deprimidas. Se estima que en el 2004 el ingreso a los municipios por concepto de pago de regalías fue de US\$150 millones, los cuales se destinaron para obras de saneamiento básico, salud y educación en los municipios productores.

El actual Gobierno busca la integración de criterios y políticas entre los Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y de Minas y Energía, así como el Ministerio del Interior y de Justicia para que, conservando la filosofía de administración y de control que le corresponda a cada uno, no se convoque al detrimento de la dinámica del desarrollo minero del Estado Colombiano por el cual se está propendiendo.

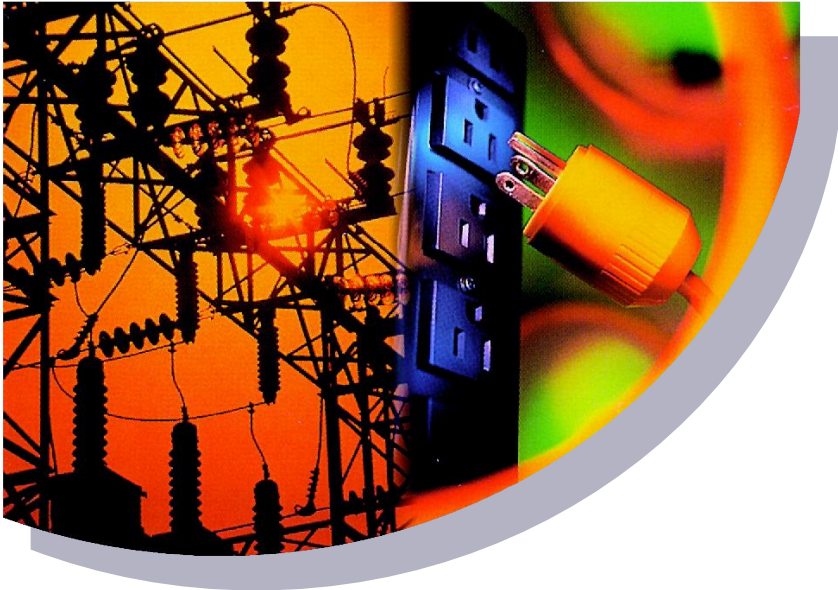
Referencias Bibliográficas

CAICEDO, Juan Martín. *Ley orgánica de ordenamiento territorial*. Academia de ciencias geográficas. 2003. <http://www.sogeocol.com.co/documentos/3lale.pdf>

COCK, Jorge E. y LÓPEZ, Wilfredo. 2001. *Conflicto y colaboración en la minería de oro en Segovia y Remedios*. En: *Aglomeraciones mineras y desarrollo local en América Latina, Capítulo XII*. Buitelaar, Rudolf (compilador). CEPAL, IDRC, CIID. 325 p. Bogotá. [Http://web.idrc.ca/es/ev-64543-201-1-DO_TOPIC.html](http://web.idrc.ca/es/ev-64543-201-1-DO_TOPIC.html)

Culturas indígenas colombianas. Cultura Muisca. <http://www.galeon.com/culturasamerica/>

Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. 2005. *Guía metodológica para incorporar la actividad minera en los procesos de ordenamiento territorial*. 63 P. Bogotá.



CONVOCATORIAS UPME PARA LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Francisco Toro Zea

Ingeniero Eléctrico

Asesor de la Dirección General UPME

Origen

De acuerdo con la Ley 143 de 1994, le compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la red de interconexión, racionalizando el esfuerzo del Estado y de los particulares para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad.

Mediante Resolución 181313 del 02 de diciembre de 2002, el Ministerio define los criterios para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional y establece que corresponde a la UPME elaborar dicho Plan, identificando las necesidades del Sistema de Transmisión Nacional STN, tomando como criterios la

calidad, la confiabilidad, y la seguridad, minimizando los costos de inversión, operación y pérdidas del STN.

La versión preliminar del Plan de Expansión diseñado por la UPME, es sometida a consulta del Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión y de los agentes interesados, quienes pueden formular observaciones y solicitar aclaraciones al mismo. Una vez consideradas las observaciones, el Plan se presenta ante el Ministerio de Minas y Energía para su aprobación.

La Ley 143 de 1994 consagra como obligación del Estado la promoción de la libre competencia en las actividades del sector eléctrico. Para la actividad

de transmisión, que posee características de oligopolio, la competencia se da por la propiedad de cada nuevo proyecto que se integre al STN. La Resolución 181313 expedida en el 2002 por el Ministerio de Minas y Energía establece que para determinar la existencia o no de potenciales inversionistas que acometan las decisiones de inversión en generación y transmisión de energía eléctrica, se debe agotar el mecanismo de la convocatoria pública.

El Ministerio de Minas y Energía delegó en la UPME la responsabilidad de adelantar las gestiones necesarias para seleccionar, en condiciones de libre concurrencia, al inversionista que será responsable de la

ejecución de los proyectos aprobados por este Ministerio y definidos en el Plan de Expansión, con fundamento en el artículo 85 de la Ley 143, esto es, que el inversionista seleccionado es responsable, a su propio riesgo, por el diseño (incluyendo estudios ambientales), adquisición y transporte de suministros y equipos, montaje, pruebas, operación y mantenimiento del proyecto.

Simultáneamente, y como parte del proceso de la convocatoria pública, se selecciona al interventor de las obras objeto de la convocatoria. Esta no es una interventoría tradicional de detalle, sino que se concentra principalmente en la supervisión y verificación del cumplimiento del cronograma y del Plan de Calidad presentados por el inversionista en su propuesta, y por el cumplimiento de lo establecido en el Código de Redes, en los documentos de selección y en las leyes aplicables. Es requisito que el interventor esté certificado en sistemas de gestión de calidad en actividades relacionadas con el proyecto, de acuerdo con la norma ISO 9001.

Las condiciones de la convocatoria pública, tanto

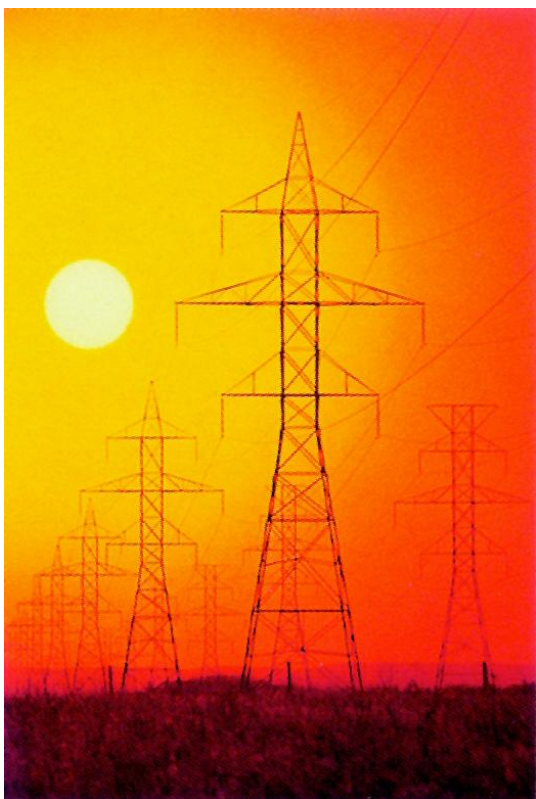
para el inversionista como para el interventor, la descripción y especificaciones técnicas generales del proyecto y demás documentos relevantes, conforman los documentos de selección, los cuales son publicados en la página web de la UPME para conocimiento, comentarios y observaciones de todos los interesados.

Estructura

En primer lugar se realiza el proceso de selección del interventor, atendiendo criterios técnicos representados por la experiencia específica de la firma proponente y de los profesionales propuestos, y a criterios económicos dados por el valor de la propuesta del interventor. El nombre del interventor y el costo de la interventoría es comunicado a los participantes en el proceso de selección del inversionista, con el fin de que incluyan este valor en su propuesta, ya que la fuente de pago para el interventor es el inversionista.

El criterio fundamental de selección del inversionista es el de mínimo costo, calculado como el valor presente neto de los ingresos esperados (presentados por el inversionista en su propuesta), durante un período de tiempo definido en los documentos de selección y descontados con la tasa de descuento definida por la CREG.

Los ingresos esperados periódicos presentados por el inversionista,



deben reflejar toda la estructura de costos y gastos en que incurre para la construcción, operación y mantenimiento del proyecto.

Si el proyecto no entra en operación en la fecha prevista, se hace efectiva la garantía y se gira mensualmente el valor que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC determine como valoración de la generación fuera de mérito, causadas por el atraso.

El Plan de Expansión de Generación Transmisión, puede determinar la necesidad de ejecutar proyectos que por razones técnicas y/o económicas operen a niveles inferiores a 220 kV, tales como los proyectos de compensación capacitiva a 115 kV. Para estos proyectos aplican los principios y procedimientos establecidos en la Resolución CREG 092 de 2002.

Resultados de las últimas Convocatorias

Convocatoria UPME-01-1999

Línea Primavera - Guatiguará - Tasajero a 230 kV, con una longitud de 256 km

- Inversionista seleccionado: Interconexión Eléctrica S.A. - ISA

- Fecha de entrada en operación: 27 de septiembre de 2001.

Convocatoria UPME-02-1999

Línea Sabanalarga Cartagena a 230 kV, con una longitud de 86 km

- Inversionista seleccionado: Interconexión Eléctrica S.A. - ISA
- Valor presente de los Ingresos Anuales Esperados: US\$48,7 millones
- Fecha de entrada en operación: 25 de agosto de 2001

Convocatorias UPME-01-2003, UPME-02-2003

Características del proyecto:

UPME-01-2003: Proyecto Primavera - Bacatá

- 330 km. de línea a 500 kV
- 50 km. de línea doble circuito a 230 kV
- Construcción de la subestación Bacatá
- Ampliación de la subestación Bolívar

UPME-02-2003: Proyecto Bolívar - Copey - Ocaña - Primavera

- 658 km. de línea a 500 kV
- 99 km. de línea circuito sencillo a 220 kV.

- 12 km. de línea doble circuito a 220 kV
- Construcción de la subestación Bolívar
- Ampliación de las subestaciones Copey, Valledupar y Ocaña

- Inversionista seleccionado: Interconexión Eléctrica S.A. - ISA
- Valor presente de los Ingresos Anuales Esperados: US\$294,8 millones (de 31 de diciembre de 2002).
- Interventor seleccionado: Consorcio CRA - SOLUCIONA - NORCONTROL.
- Valor del contrato de interventoría: US\$1,85 millones
- Fecha prevista de entrada en operación: 1 octubre de 2007

Convocatoria UPME-03-2003

Dos bancos de compensación capacitiva de 30 MVAR cada uno, a 115 kV, en la subestación Belén, en la ciudad de Cúcuta.

- Inversionista seleccionado: Empresa de Energía de Bogotá S.A.
- Valor presente de los Ingresos Mensuales Esperados: US\$1,65 millones (de 31 de diciembre de 2002).
- Interventor seleccionado: CRA Ltda.
- Valor del contrato de interventoría: US\$ 69,5 miles
- Fecha de entrada en operación: 12 de noviembre de 2004.

Convocatoria UPME-04-2003

Un banco de compensación capacitiva de 75 MVar, a 115 kV, en la subestación Noroeste, en la ciudad de Bogotá.

- Inversionista seleccionado: Empresa de Energía de Bogotá S.A.
- Valor presente de los Ingresos Mensuales Esperados: US\$ 0,85 millones (de 31 de diciembre de 2002).
- Interventor seleccionado: CRA Ltda.
- Valor del contrato de interventoría: US\$ 68,4 miles
- Fecha de entrada en operación: 13 de noviembre de 2004

Convocatoria UPME-01-2004

Dos bancos de compensación capacitiva de 75 MVar cada uno, a 115 kV, en la subestación Tunal, en la ciudad de Bogotá.

- Inversionista seleccionado: Empresa de Energía de Bogotá S.A.
- Valor presente de los Ingresos Mensuales Esperados: US\$1,32 millones (de 31 de diciembre de 2004).
- Interventor seleccionado: Consorcio SMA-ACI.
- Valor del contrato de interventoría: US\$ 63 miles
- Fecha prevista de entrada en operación: 14 de julio de 2006.

Convocatoria UPME-01-2005

Interconexión a 230 kV entre Betania - Altamira - Mocoa - Jamondino (Pasto) - frontera con Ecuador.

- 294 km. de línea doble circuito a 230 kV
- 76 km de línea circuito sencillo a 230 kV
- Tres bancos de compensación capacitiva, cada uno de 25 Mvar, en Betania, Mocoa y Jamondino, a 230 kV.
- Ampliación de las subestaciones Betania, Altamira, Mocoa, Jamondino.
- Inversionista seleccionado: Empresa de Energía de Bogotá S.A.
- Valor presente de los Ingresos Anuales Esperados: US\$41,5 millones (de 31 de diciembre de 2004).
- Interventor seleccionado: CRA Ltda.
- Valor del contrato de interventoría: US\$ 799 miles
- Fecha prevista de entrada en operación: 30 de marzo de 2007

Para destacar

La estructuración de las Convocatorias Públicas permite desarrollar conocimiento para acometer grandes proyectos de infraestructura, mediante un esquema de Project Finance, mediante el cual el desarrollo de un proyecto depende de la viabilidad técnica, financiera y económica del mismo, de la

capacidad y habilidad de los actores interesados en desarrollar el proyecto, de la percepción de riesgo que tengan los inversionistas sobre el proyecto, sobre el mercado y del propio país.

La ejecución de los proyectos objeto de las convocatorias públicas UPME, le permitirá al país contar con un sistema eléctrico más seguro, confiable y eficiente, con unas tarifas adecuadas. El sistema eléctrico colombiano es reconocido internacionalmente por su complejidad, su calidad y estructura de mercado.



METODOLOGÍA SIMPLIFICADA PARA EL CÁLCULO DE LA LÍNEA BASE PARA PROYECTOS DE PEQUEÑA ESCALA

Generación de energía eléctrica con
fuentes renovables interconectada a la red

Ismael Concha Perdomo

Físico

Asesor Subdirección de Planeación Energética UPME

Además de ser un mecanismo de facilitación para el cumplimiento de las obligaciones de los países desarrollados (países Anexo I) respecto de la reducción de Gases de Efecto Invernadero, uno de los propósitos principales del Mecanismo de Desarrollo Limpio - MDL es lograr un desarrollo sostenible en nuestros países (No Anexo I).

En la actualidad en el mercado del carbono, hay fondos que promueven las actividades de proyectos de pequeña escala,

porque reconocen allí una oportunidad por excelencia para remover la pobreza y generar condiciones de vida dignas para comunidades rurales en países en vía de desarrollo.

Para la formulación de proyectos para el MDL, es necesario desarrollar las Líneas Base específicas para cada proyecto, y procedimientos de monitoreo y verificación de la reducción de las emisiones que genera el proyecto. Los costos asociados con las anteriores actividades en

proyectos de pequeña escala, pueden llegar a ser significativos y afectar la viabilidad económica de los mismos, desvirtuando así el propósito del MDL que es el desarrollo de proyectos que aseguren la reducción de emisiones.

La COP8 (Conferencia de las Partes) ha respondido a la preocupación internacional por esta problemática, definiendo algunos tipos y categorías de proyectos que se pueden clasificar como proyectos de pequeña escala. Para este tipo de proyectos se han definido modalidades y procedimientos simplificados, cuyo objetivo principal es reducir los costos de formulación de los proyectos, así como de los de su registro ante la Junta Ejecutiva del MDL, el monitoreo y la verificación-certificación.

Línea Base

El cálculo de la reducción de emisiones de cada uno de estos proyectos, depende fundamentalmente de la denominada Línea de Base (LB), la cual es el escenario de emisiones que ocurriría en ausencia del proyecto.

La Línea de Base debe ser establecida por los responsables del proyecto de conformidad con la reglamentación del MDL, de manera transparente y conservadora, específica para cada proyecto, y teniendo en cuenta las políticas y circunstancias nacionales y/o

sectoriales. Para los proyectos de generación de electricidad a pequeña escala con energías renovables en sistemas interconectados a la red nacional, es posible desarrollar una Línea Base Nacional, sobre la cual podrán basarse los promotores de cada proyecto.

Para la realización de este documento se ha tomado como base la metodología aprobada I.D. del Apéndice B, en su versión 06 del 30 de septiembre del 2005.

Documentos de referencia

Para elaborar los cálculos descritos a continuación, se tuvo como referencia el Apéndice B de la versión arriba mencionada, que incluye la enmienda¹ realizada en el marco de la doceava reunión de la Junta Ejecutiva el 27 y 28 de noviembre del 2003.

Metodología

Para todas las actividades de proyectos de la categoría I.D. "Generación de electricidad con fuentes renovables para sistemas interconectados" el cálculo de la línea base es la energía generada



(kWh) multiplicada por un coeficiente de emisión. Para actividades de proyecto que incluya unidades de generación que empleen fuel oil o diesel, la LB será la energía anual generada (kWh) por el coeficiente de emisión de una unidad de generación diesel moderna, descrito en la tabla I.D.1. del párrafo 28 del Apéndice B.

Para las demás actividades de proyecto, el párrafo 29 del Apéndice B describe una metodología simplificada para calcular la LB, que son los kWh producidos por la unidad generadora multiplicada por un factor de emisión (medido en kg CO₂ equivalentes/kWh), calculado de manera transparente y conservadora como sigue:

1. <http://cdm.unfccc.int/EB/Panels/Meetings/012/eb12/repn2.pdf>: Enmienda al Apéndice B de las modalidades y procedimientos simplificados para actividades de proyectos de pequeña escala.

a) El promedio entre la "operación marginal aproximada" (AOM: Approximate Operating Margin) y la "construcción marginal" (BM: Build Margin) en donde:

(i) La "operación marginal aproximada" es el promedio ponderado de las emisiones (en kg CO₂ equivalente/kWh) de todas las fuentes de generación que sirven al sistema, excluyendo hidro, geotérmicas, eólica, biomasa de bajo costo, nuclear y generación solar.

(ii) La "construcción marginal" es el promedio ponderado de las emisiones (en kg de CO₂ equivalente /kWh) de las adiciones recientes de capacidad al sistema, que son definidas como el valor más grande (en MWh) entre el más reciente (*) 20%(**) de las plantas existentes y las 5 plantas más recientes.

(*) Información de generación disponible del año más reciente.

(**) Si el 20% cae en parte de la capacidad de una planta, esa planta es incluida en los cálculos

O bien,

b) El promedio ponderado de las emisiones (en kg CO₂ equivalente /kWh) del parque de generación actual.

Cálculos

El factor de emisión ponderado se calcula como se describe más adelante, en donde el peso de la ponderación está dado por la energía generada (GWh) durante el periodo considerado.

Para ello se tuvieron en cuenta sólo las plantas térmicas que emplean combustibles fósiles del Sistema Interconectado Nacional - SIN que operaron durante los años 2001 a 2004, periodo representativo para el sector y que es considerado en las reglas del MDL como conservador y una buena práctica.

Un período más corto puede comprometer la representatividad del factor de emisión por no incluir estos factores característicos del comportamiento del SIN. El cálculo se describe a continuación:

$$FEPO = \frac{\sum FE_{ij} * GWh_{ij}}{\sum GWh_{ij}}$$

Donde:

FEPO = Factor de Emisión Ponderado de Operación Marginal.

FE_{ij} = Factor de Emisión de la Planta Térmica i en el año j

i = subíndice para al designación de plantas térmicas del parque que operaron en determinado año

j = subíndice para designar el año que va de 1995 a 2003.

El factor de emisión de cada planta térmica para cada año, FE_{ij}, fue calculado de la siguiente manera:

$$FE_{ij} = HR_{ij} * CE_{ik} * FC$$

Donde

FE_{ij} = factor de emisión (en ton CO₂ / MWh) de la planta i en el año j

CE_{ik} = Coeficiente de emisiones de CO₂ del combustible k en la planta i, en ton CO₂/GJ

HR_{ij} = Heat rate de la planta i para el año j, en BTU / kWh

FC = Factor de conversión de unidades

Con base en lo anterior, el factor de emisión ponderado para la operación marginal, FEPO para el periodo 2001-2004, fue 0.5728 kg CO₂ equivalente/kWh.

Construcción marginal

El conjunto de plantas utilizado para el cálculo del factor de emisión del margen de construcción, se selecciona de la alternativa que represente la mayor cantidad de energía entre las cinco plantas construidas más recientemente, y el conjunto de plantas construidas más recientemente, que conjuntamente generaron el 20% de la energía del sistema.

La energía generada en el 2004 fue 48.572 GWh y el 20% son 9.714 GWh.

Se ordenaron las plantas empezando por las más recientemente construidas y se sumó la energía generada por cada planta en año 2004, de tal que manera que el total diera un valor igual o apenas superior a 9.714 GWh y que incluyera una

planta completa para efectos del cálculo, tal como lo pide la metodología (ver tabla 1).

La energía generada por las últimas 5 plantas instaladas se calculó ordenándolas, empezando por las más recientemente construidas y entradas en funcionamiento, y se sumó la energía generada en el 2004.

El resultado se presenta en la tabla 2.

Con base en lo anterior y de conformidad con el aparte (a) (ii) del párrafo 29 del Apéndice B, se tomó el grupo de plantas con más energía generada, o sea el 20% de las plantas más recientes, y para ese grupo se calculó el factor de emisión ponderado así:

**Tabla 1. Plantas Construidas
20% del total GWh 2004**

| FECHA INGRESO COMERCIAL | CENTRAL GENERADORA | CAPACIDAD NOMINAL MW | Ton CO2 | Gwh | Factor de emisión Ton CO2/GWh |
|-------------------------|-----------------------------------|----------------------|------------------|------------------------|-------------------------------|
| 18-Dic-2004 | La Vuelta | 11.8 | 0 | 6 | 0 |
| 8-Oct-2004 | La Herradura | 19.8 | 0 | 21 | 0 |
| 4-Ago-2004 | Termoyopal 1 (11) | 19.0 | 11.342 | 15 | 760 |
| 29-Jul-2004 | Termoyopal 2 (12) | 30.0 | 44.168 | 60 | 742 |
| 27-Abr-2004 | Jepírachi (3) | 19.8 | 0 | 52 | 0 |
| 15-Ago-2003 | Cogenerador Ingenio Risaralda (1) | 5.5 | 10.479 | 15 | 688 |
| 1-Dic-2002 | Miel I | 396 | 0 | 1.022 | 0 |
| 29-Jun-2001 | Porce ii | 405 | 0 | 1.662 | 0 |
| 27-Ene-2001 | Termosierra | 460 | 162.716 | 440 | 370 |
| 30-Nov-2000 | Termocentro 1 cc | 285 | 82.300 | 201 | 410 |
| 13-Jul-2000 | Termocandelaria 2 | 150 | 29.688 | 53 | 565 |
| 16-Jun-2000 | Urrá | 331 | 0 | 1.045 | 0 |
| 3-Jun-2000 | Termocandelaria 1 | 150 | 5.719 | 10 | 557 |
| 13-Mar-2000 | Rio Piedras | 19.4 | 0 | 131 | 0 |
| 1-Ene-2000 | Cogenerador Incauca 1 (1) | 9 | 46.796 | 85 | 553 |
| 16-Jul-1999 | Termoemcali 1 | 231 | 12.590 | 32 | 396 |
| 7-Ene-1999 | Paipa 4 | 150 | 652.140 | 662 | 985 |
| 17-Dic-1998 | Termovalle 1 | 203 | 1.200 | 3 | 395 |
| 20-Oct-1998 | TebasB | 750 | 1.517.218 | 3.542 | 428 |
| 18-Abr-1998 | Flores 2 | 99 | 151.576 | 254 | 598 |
| 1-Abr-1998 | Flores 3 | 150 | 258.000 | 461 | 560 |
| | Total | | 2.985.931 | 9.771 | |
| | | | | Prom Ponderado | 305.6 |
| | | | | Prom Aritmético | 254.6 |
| | Generación 2004 | | 100% | 48572 | GWh |
| | | | 20% | 9714 | Gwh |

$$FEPC = \sum FE_{ij} * GWh_{ij} / \sum GWh_{ij}$$

Donde:

FEPC = Factor de Emisión Ponderado de Construcción Marginal

FE_{ij} = Factor de Emisión de la Planta Térmica i en el año 2003

i = subíndice para la designación de plantas térmicas del parque que operaron en determinado año

j = subíndice para designar el año 2003

$$FE_{ij} = HR_{ij} * CE_{ik} * FC$$

Donde:

FE_{ij} = factor de emisión (en ton CO₂/MWh) de la planta i en el año j

CE_{ik} = Coeficiente de emisiones de CO₂ del combustible k en la planta i, en ton CO₂/GJ

HR_{ij} = Heat rate de la planta i para el año j, en BTU/kWh

FC = Factor de conversión de unidades

El factor de emisión de cada planta para el año 2003, FE_{ij} , fue calculado de la siguiente manera:

Con base en lo anterior, el factor de emisión ponderado para la construcción marginal, FEPC, fue 0.3056 kg Co₂ equivalente/kWh.

Promedio entre Operación Marginal y Construcción Marginal

Como resultado del método descrito en el aparte a) del párrafo 29 y con base en los respectivos valores de operación y construcción marginal, 0.5728 y 0.3056 kg CO₂e/ kWh, se tomó el promedio aritmético para obtener **0.4392 kg CO₂e/ kWh** que es el factor de emisión para la estimación de la línea base.

Tabla 2. Cinco últimas plantas Datos 2004

| FECHA INGRESO COMERCIAL | CENTRAL GENERADORA | CAPACIDAD NOMINAL MW | Ton CO2 | Gwh | Factor de emision Ton CO2/GWh |
|-------------------------|--------------------|----------------------|---------------|------------|-------------------------------|
| Dic-04 | La Vuelta | 11.8 | 0 | 5.84 | 0 |
| Oct-04 | La Herradura | 19.8 | 0 | 21.42 | 0 |
| Ago-04 | Termoyopal 1 (11) | 19.0 | 11.342 | 14.92 | 760 |
| Jul-04 | Termoyopal 2 (12) | 30.0 | 44.168 | 59.54 | 742 |
| Abr-04 | Jepírachi (3) | 19.8 | 0 | 51.99 | 0 |
| | Total | | 55.510 | 154 | |



Conclusiones

Teniendo en cuenta que el factor de emisión calculado de conformidad con el aparte a) del párrafo 29 considera un periodo de tiempo más representativo, de manera discrecional se puede usar el factor de emisión de 0.4392 kg CO₂ equivalente/kWh, para el cálculo de la Línea de Base de las actividades de proyectos de pequeña escala que generen electricidad, con un máximo de capacidad instalada de 15 MW, con energías renovables tales como fotovoltaica, hidroeléctrica, mareomotriz, eólica, geotérmica y biomasa, que estén interconectados a la red, siempre que no incluyan actividades de proyecto que tengan unidades de generación que empleen fuel oil o diesel, en cuyo caso la Línea de Base será la energía anual generada (kWh) por el coeficiente de emisión de una unidad de generación diesel moderna, descrito en la tabla I.D.1., y de conformidad con los párrafos 23 a 29 inclusive del Apéndice B.

Dado el dinamismo que tienen estas modalidades y procedimientos simplificados, y que puede haber nuevas metodologías aprobadas y categorías de proyectos, se recomienda revisar el sitio web oficial de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático² y en particular lo correspondiente al Mecanismo de Desarrollo Limpio y el procedimiento general descrito allí para desarrollar actividades de proyecto de pequeña escala.

2. [Http://www.unfccc.int](http://www.unfccc.int)



EL MERCADO COLOMBIANO DE LAS ROCAS ORNAMENTALES

Álvaro Ponce Muriel
Geólogo

Asesor de la Dirección General UPME

Evolución del Mercado Interno

El mercado colombiano de las rocas ornamentales estuvo dominado hasta hace unas cuatro décadas por productos de origen y tradición locales.

En el centro del país, grupos de expertos artesanos cultivaron el arte del corte, tallado y pulido de la arenisca llamada "piedra bogotana". De igual manera, en otras regiones del país se utilizaron bloques y enchapes obtenidos de algunas rocas volcánicas, piedras coralinas y lajas de rocas pizarrosas. Por sus altos costos, el mármol importado sólo se utilizaba en edificaciones de lujo y en templos religiosos.

En la década de los sesenta, como fruto de la iniciativa del italiano Giorgio Badalacchi, empiezan a operar en el país los primeros telares que permitieron la producción industrial de tabletas de enchape.

Por esos mismos años se inicia en la mina de travertino de Villa de Leyva (Boyacá) la explotación de bloques utilizando el sistema de corte con hilo metálico, sistema que en los años siguientes se introdujo también en las minas de Curití (Santander) para la extracción del llamado "mármol negro San Gil". También en este tiempo se empezaron a producir industrialmente plaquetas de varias variedades de "piedra bogotana".

En los años setenta, aprovechando las facilidades arancelarias del Pacto Andino, empezaron a llegar al país grandes importaciones de tabletas de travertino peruano. El moderado costo de estos productos indujo el uso más frecuente de las piedras ornamentales en el enchapado de pisos y fachadas.

...Colombia tiene cerca de quince variedades de rocas ornamentales disponibles en el mercado ...

Luego, a principios de los años noventa, a tono con las tendencias arquitectónicas internacionales de la época y al ritmo del auge importador que trajo la apertura económica, se

popularizó definitivamente el uso de las piedras ornamentales.

La creciente demanda incrementó la importación de piedras en bruto, pero al mismo tiempo propició el desarrollo de la minería y la actividad lapidaria.

En estos años se inició la producción en el país del "mármol verde andes", del "granito perla" y de otras vistosas variedades de enchapes de roca.

Las variedades de rocas ornamentales de origen nacional disponibles actualmente en el mercado colombiano son cerca de quince. Con ellas compite una gran variedad de productos importados desde Italia, Venezuela, Perú, Sudáfrica y Guatemala, entre otros. Esta competencia no sólo está determinada por precios sino por factores estéticos y de moda.

Aspectos de Interés en el Contexto Mundial

El uso creciente de enchapes elaborados a partir de las llamadas rocas ornamentales, le ha dado un gran dinamismo a esta rama de la producción minera, la cual incluye variedades de rocas graníticas, de mármol, de travertino, de calizas cristalinas, de areniscas y de pizarras, principalmente.

Las características particulares que exhibe cada una de las variedades litológicas utilizadas, ha llevado a la especialización de centros productivos y al desarrollo de un mercado altamente globalizado.

El volumen anual de la producción de rocas ornamentales se acerca a los 90



**Tabla 1. Volumen de la producción de los doce principales países productores de piedras ornamentales
Toneladas**

| PAISES | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
|-------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| CHINA | 13.000.000 | 16.800.000 | 18.000.000 | 18.600.000 | 20.600.000 |
| INDIA* | 10.054.000 | 10.150.000 | 10.500.000 | 11.200.000 | 11.200.000 |
| ITALIA* | 10.175.655 | 10.522.435 | 10.000.920 | 10.654.723 | 10.573.445 |
| IRÁN* | 7.928.000 | nd/na | 9.311.000 | 10.000.000 | 10.400.000 |
| TURQUÍA | 2.453.000 | 2.625.000 | 3.150.000 | 6.200.000 | 7.725.000 |
| ESPAÑA | 6.200.000 | 8.770.000 | 7.616.000 | 7.625.000 | 7.600.000 |
| BRASIL | 2.836.238 | 3.059.542 | 3.710.000 | 6.000.000 | 6.400.000 |
| PORTUGAL* | 2.733.027 | 3.186.252 | 2.919.750 | 2.697.434 | 2.837.000 |
| EGIPTO* | 1.200.000 | 1.300.000 | 1.450.000 | 1.950.000 | 2.200.000 |
| GRECIA | 2.000.000 | 2.000.000 | 2.100.000 | 2.100.000 | 2.100.000 |
| ESTADOS UNIDOS | 1.320.000 | 1.220.000 | 1.260.000 | 1.340.000 | 1.300.000 |
| FRANCIA | 1.249.200 | 1.249.000 | 1.235.100 | 1.231.500 | 1.200.000 |
| Estimado mundial | 67.611.480 | 67.364.980 | 78.052.992 | 86.553.713 | 89.454.062 |

Fuente: Compilación de fuentes oficiales locales IMMC - Internazionale Marmi E Macchine Carrara S.e.A.

* Notas: Egipto, Italia y Portugal; datos revisados con base en información reciente
India: datos referido sólo a la producción de mármol y granito.
Irán: 2000: '99-00; 2001: '00-01; 2002: '01-02; 2003: '02-03

millones de toneladas (ver tabla 1), con un valor promedio por tonelada de US\$200, según estimaciones del USGS¹ para el año 2003.

Durante muchos años, Italia fue país líder en la producción de rocas ornamentales, pero desde principios de la década de los noventa, China se convirtió en el primer productor mundial.

...Estados Unidos es un importante productor y consumidor mundial de rocas ornamentales ...

En el 2002 Italia fue desplazada de su segundo lugar por la India y parece que Irán -un productor que viene creciendo con gran dinamismo- la enviará próximamente a un cuarto lugar.

China no sólo es el primer productor mundial de rocas ornamentales, sino que es también el mayor importador de rocas en bruto (ver tabla 2).

Estados Unidos es un importante productor mundial de rocas ornamentales y se destaca también por ser uno de los países que más las consume.

En efecto, el valor de las importaciones estadounidenses de rocas ornamentales registrado

en 2003 (1.390 millones de dólares) fue cinco veces mayor que el de su producción doméstica (268 millones de dólares)².

Es importante precisar que Estados Unidos importa básicamente rocas procesadas y que Italia es su principal proveedor de mármoles, mientras que Brasil, India y China le suministran granitos.

En la Unión Europea, Italia y España son los países más importantes como productores de reconocidas variedades de rocas ornamentales. También son, junto con China y Taiwán, los más grandes importadores de rocas en bruto. Consecuentemente

¹ -Dalley, Thomas P., Stone, Dimension, Mineral, Year Book, USGS -Servicio Geológica de los Estados Unidos- USA, 2003.
² -Idem

**Tabla 2. Principales países importadores de rocas ornamentales en bruto
Toneladas**

| PAIS | 2002 | 2003 | 2004 |
|---------------------------|-----------|-----------|-----------|
| CHINA | 2.460.040 | 3.316.760 | 4.107.650 |
| ITALIA | 2.107.140 | 2.019.750 | 2.130.760 |
| TAIWAN | 1.155.630 | 780.400 | 1.308.550 |
| ESPAÑA | 884.800 | 1.166.480 | 1.102.790 |
| ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA | 427.720 | 486.010 | 519.840 |
| FILIPINAS | 385.470 | 231.620 | 311.210 |
| GRECIA | 194.560 | 256.030 | 289.830 |

Fuente: Estadísticas de IMMC - Internazionale Marmi E Macchine Carrara S.e.A.

**Tabla 3. Principales países importadores de rocas ornamentales procesadas
Toneladas**

| PAIS | 2002 | 2003 | 2004 |
|---------------------------|-----------|-----------|-----------|
| ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA | 3.556.760 | 4.527.720 | 5.692.820 |
| COREA DEL SUR | 2.835.640 | 3.555.640 | 3.493.780 |
| JAPÓN | 2.724.180 | 2.715.900 | 2.605.420 |
| ALEMANIA | 999.880 | 997.100 | 1.159.960 |
| ITALIA | 395.380 | 481.780 | 689.200 |
| BÉLGICA | 375.900 | 443.060 | 551.540 |
| ESPAÑA | 285.200 | 312.140 | 391.280 |

Fuente: Estadísticas IMMC - Internazionale Marmi E Macchine Carrara S.e.A.

ocupan un destacado lugar como procesadores y exportadores de las mismas.

Características del Mercado Interno

Infortunadamente no se cuenta con estadísticas precisas sobre la producción nacional de rocas ornamentales. Algunos empresarios de esta rama estimaron en 2003 que la producción de mármol y otras rocas calcáreas era de alrededor de 10.000 m³, de 2.200 m³ la de

granitos y de 3.400 m³ la de arenisca o piedra bogotana.

Partiendo de esta apreciación y considerando los datos de importaciones y exportaciones de estas rocas (ver tabla 4) efectuadas durante los últimos años, parece que la producción doméstica puede cubrir entre el 45% y el 55% de la demanda interna.

Las rocas ornamentales nacionales de mayor consumo doméstico son el travertino Villa de Leyva, los mármoles negro San Gil, gris Payandé, café pinta, negro caracol y gris Río Claro, los granitos gris perla, jaspe y beige rosa, las areniscas crema y blanca

Sibaté y las rocas coralinas Sahara y compacta.

Entre las rocas importadas de alta demanda local se destacan los travertinos peruano y romano, los mármoles rojo Carrara, verde quetzal y verde antiguo, los granitos marrón veneciano, rojo Guayana, café Báltico, negro absoluto y el labrador gris, azul o verde. Su procedencia es Italia, Guatemala, Perú, Venezuela, India, Noruega, Finlandia y Suráfrica, entre otros.

**Tabla 4 Exportaciones / Importaciones de Piedras Ornamentales
Toneladas**

| | | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
|--------------|-------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Mármoles | Expo | 230 | 31 | 201 | 146 | 556 | 731 | 503 | 549 | 380 | 584 |
| | Impo | 11.719 | 10.343 | 7.694 | 6.381 | 6.300 | 7.130 | 6.911 | 764 | 12.821 | 14.396 |
| Granitos | Expo | 10 | 24 | 8 | 10 | 0 | 27 | 0 | 0 | 800 | 9.600 |
| | Impo | 5.643 | 9.109 | 8.660 | 2.781 | 2.384 | 4.882 | 2.822 | 3.263 | 4.168 | 4.285 |
| Otras | Expo | 447 | 270 | 588 | 1.109 | 98 | 97 | 113 | 323 | 641 | 483 |
| | Impo | 1.701 | 169 | 5.773 | 778 | 508 | 569 | 333 | 578 | 905 | 808 |
| TOTAL | Expo | 687 | 325 | 797 | 1.265 | 654 | 856 | 616 | 872 | 1.022 | 1.077 |
| | Impo | 19.063 | 19.621 | 22.127 | 14.935 | 9.192 | 12.581 | 10.066 | 11.485 | 17.894 | 19.488 |

Fuente: Datos importaciones - exportaciones, DANE

Oportunidades para la Producción Colombiana

Las oportunidades que tiene el país en la rama de las rocas ornamentales se derivan básicamente de su variado potencial geológico - minero, el cual facilita la producción de interesantes variedades de roca que, adecuadamente promocionadas, pueden llegar a obtener una buena aceptación en los mercados interno y externo.

En el país es posible producir variedades de granito parecidas a algunas que actualmente se importan y también otras nuevas que podrían ser aceptadas nacional e internacionalmente por su indudable valor estético.

Para Colombia, el mercado norteamericano de rocas ornamentales procesadas es uno de los más atractivos por su tamaño, por la ventaja comparativa de la distancia relativamente corta y por las varias tarifas arancelarias con valor cero o que hasta diciembre de 2006 cuentan con los beneficios del ATPDEA. En este sentido, el éxito será de los productores que mediante la llamada inteligencia de mercados, logren ubicar en aquel país nichos de mercado que les permitan ampliar el desarrollo de esta rama minera.

También, y considerando la variedad y el tamaño de las reservas de mármoles y calizas cristalinas que



posee el país, así como el carácter de importadores de este material que tienen países del vecindario como Brasil y Venezuela, se puede pensar en el mercado subregional como el más competitivo para los mármoles y calizas cristalinas colombianas.



REQUERIMIENTOS DE GENERACIÓN EN COLOMBIA A LARGO PLAZO

José Vicente Dulce Cabrera

Ingeniero Electricista

Asesor Subdirección de Planeación Energética UPME

Jaime Andrade Mahecha

Ingeniero Electricista

Especialista Subdirección de Planeación Energética UPME

De acuerdo con lo establecido en la Ley 143 de 1994 y la Resolución 181313 de 2002 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, la UPME debe realizar la planeación de la expansión del Sistema Interconectado Nacional -SIN a través de planes flexibles y de mínimo costo, considerando la atención de la demanda de energía.

Este artículo presenta un seguimiento a los análisis de generación por parte de la UPME, el cual pretende brindar algunas señales a los diferentes agentes interesados sobre el posible comportamiento y requerimientos en generación para el SIN en los próximos diez años.

Los análisis que a continuación se presentan, son resultado de las simulaciones de la operación del sistema eléctrico colombiano interconectado con los sistemas eléctricos de Ecuador y Panamá, para atender las necesidades del país en un escenario de demanda media.

Los horizontes de análisis contemplados para el corto plazo corresponden al periodo 2005-2009 y en el largo plazo al periodo 2010-2014.

Supuestos

Para el caso colombiano, entre los supuestos más importantes se tiene:

- Hidrología, comprendida entre los años 1975 y 2004
- Escenario de demanda medio
- Interconexión con Ecuador a 250 MW y a partir de abril de 2007 a 500 MW
- Mínimos operativos (se mantuvieron constantes en todo el horizonte)
- Costos de combustibles que tienen como supuesto el escenario EIA¹
- Proyectos registrados o informados a la UPME por parte de diferentes agentes próximos a entrar en operación comercial.

En el caso de Ecuador y Panamá se contemplaron sus planes de expansión, costos de combustibles suministrados por cada país, escenarios de demanda medio, entre otros.

Proyectos de Generación

Los proyectos considerados en los análisis de plan de expansión en generación, tanto en el corto como en el largo plazo para Colombia, se describen en la tabla 1.

Tabla 1. Proyectos en expansión en Colombia 2006 - 2010

| PROYECTO | TIPO | CAPACIDAD MW | FECHA |
|-------------------|--------|--------------|----------|
| EL MORRO | GAS CA | 54 | MAR - 06 |
| CALDERAS | HIDRO | 26 | JUN - 06 |
| TRASVASE GUARINÓ | HIDRO | -- | ENE - 08 |
| RÍO AMOYA | HIDRO | 80 | ENE - 09 |
| RÍO MANSO | HIDRO | 27 | ENE - 09 |
| PORCE 3 | HIDRO | 660 | JUN - 10 |
| TOTAL - MW | | 847 | |

Tabla 2. Proyectos incluidos en el Plan de Expansión de Ecuador

| PLANTA | TIPO | CAPACIDAD MW | FECHA |
|--------------------------|-------------|--------------|------------|
| SIBIMBE | HIDRO | 15 | AGO / 2005 |
| POZA HONDA | HIDRO | 3 | NOV / 2005 |
| LA ESPERANZA | HIDRO | 6 | OCT / 2005 |
| OCAÑA | HIDRO | 26 | OCT / 2008 |
| SAN FRANCISCO | HIDRO | 230 | DIC / 2007 |
| MAZAR | HIDRO | 190 | MAR / 2009 |
| INCREM. MOLINO CON MAZAR | HIDRO | -- | MAR / 2009 |
| BAJO ALTO 2 | VAPOR | 95 | AGO / 2008 |
| BAJO ALTO 3 | CICLO COMB. | 87 | MAY / 2011 |
| TOTAL | | 652 | |

Tabla 3. Proyectos en expansión en Panamá

| PLANTA | TIPO | CAPACIDAD MW | FECHA |
|-------------------|---------|--------------|------------|
| BAJO MINA | HIDRO | 51 | ENE / 2008 |
| BONYIC | HIDRO | 30 | ENE / 2008 |
| MMV 50-1 | TERMICA | 100 | ENE / 2010 |
| GAULACA | HIDRO | 24 | JUL / 2011 |
| CHAN 75 | HIDRO | 158 | ENE / 2012 |
| PANDO | HIDRO | 32 | Ene / 2014 |
| TOTAL - MW | | 395 | |

1 -EIA: Energy Information Agency - USA



Otros proyectos considerados en los análisis de expansión, si bien no tienen actualmente cierre financiero, son recomendados por parte de la UPME con el fin de disminuir la vulnerabilidad de las regiones frente a la concentración de fuentes energéticas; estos son: cierres de ciclos de las unidades de Flores 2 y 3, Termocandelaria 1 y 2, adición de 150 MW para completar el cierre de ciclo en la planta de Tebsa, así como la instalación de plantas a carbón mineral en la Costa Atlántica y/o Norte de Santander de 150 MW respectivamente.

En la tabla 2 se relacionan los proyectos considerados en los análisis de expansión para el Ecuador.

En la tabla 3 se presentan los proyectos panameños contemplados en los análisis de expansión del sistema colombiano, en los cuales se considera la interconexión con Panamá.

Alternativas y Estrategias de Expansión

En el Plan de corto y largo plazo, se consideraron cuatro posibles alternativas y estrategias sobre las cuales evolucione el sector. Todas estas contemplaron la interconexión con el sistema eléctrico ecuatoriano, con una ampliación de su capacidad a 500

MW a partir de abril de 2007. La primera alternativa de corto plazo y estrategia de largo plazo, la cual puede considerarse como base, contiene las actuales expectativas de entrada de plantas de generación de acuerdo a la información suministrada por los agentes y en el caso de requerimiento de capacidad adicional, se asignó, además del criterio de mínimo costo, el de vulnerabilidad regional. Una segunda alternativa consideró la entrada de cogeneración en el sistema colombiano en las regiones de la Costa Atlántica y en el Valle del Cauca en el corto plazo, dado que para la posible fecha de incorporación en el sistema, hay señales en el costo marginal que permiten considerar ésta opción.



Otra de las alternativas y estrategias analizadas, considera la interconexión del sistema eléctrico nacional con el sistema panameño a una capacidad de 300 MW a partir de enero de 2009, mientras que una cuarta analiza la opción anterior, pero contemplando en las centrales eléctricas panameñas sustitución de combustibles tales como diesel y bunker por gas natural.

La tabla 4 presenta un resumen de las diferentes alternativas de generación analizadas en el corto plazo, las cuales satisfacen la demanda de energía en Colombia así como la originada por las posibles exportaciones de energía hacia Ecuador y Panamá.

De otra parte, la tabla 5 muestra la capacidad de generación requerida en el sistema Colombiano para las diferentes estrategias de largo plazo.

Costo Marginal de Energía en el Corto y Largo Plazo

Para las diferentes alternativas y estrategias de corto y largo plazo, se estableció el costo promedio marginal de energía.

Según los resultados obtenidos, los intercambios energéticos

muestran un incremento en el costo marginal para Colombia, el cual puede situarse entre 30 US\$/MWh (71,1 \$/kWh) y 37 US\$/MWh (88,4 \$/kWh) en el corto plazo, y de 35 US\$/MWh (83,6 \$/kWh) a 40 US\$/MWh (95,6 \$/kWh) en el largo plazo.

Es de mencionar que si bien esto significa un aumento en el costo marginal de energía, el cual podría reflejarse a futuro en un incremento en el precio en bolsa de energía para el usuario colombiano, el país se ve beneficiado al recibir dinero vía rentas de congestión.

La gráfica 1 presenta el costo marginal de la energía en el corto y largo plazo, en dólares constantes de diciembre de 2004 y considera el CERRE, el FAZNI y la Ley 99 de 1993.

Tabla 4. Alternativas de corto plazo - MW

| PERIODO | CP - 1 | | CP - 2 | | | CP - 3 | | CP - 4 | |
|---------------|--------|----|--------|----|-----|--------|----|--------|----|
| | H | G | H | G | CG1 | H | G | H | G |
| 2005 | | | | | | | | | |
| 2006 | 26 | 54 | 26 | 54 | | 26 | 54 | 26 | 54 |
| 2007 | | | | | 82 | | | | |
| 2008 | | | | | | | | | |
| 2009 | 107 | | 107 | | | 107 | | 107 | |
| SUBTOTAL - MW | 133 | 54 | 133 | 54 | 82 | 133 | 54 | 133 | |
| TOTAL - MW | 173 | | 269 | | | 173 | | 173 | |

H: Hidráulico, G: Gas, C: Carbón, CG: Cogeneración

Tabla 5. Requerimientos de expansión de generación en el largo plazo para Colombia

| PERIODO | LP - 1 | | | LP - 2 | | | LP - 3 | | | LP - 4 | | |
|---------------|--------|-----|-----|--------|-----|-----|--------|-----|-----|--------|-----|-----|
| | H | G | C | H | G | C | H | G | C | H | G | C |
| 2010 | 660 | | 150 | 660 | | 150 | 660 | | 300 | 660 | | 300 |
| 2011 | | 170 | | | 170 | | | 320 | | | 320 | |
| 2012 | | | | | | | | 180 | | | 180 | |
| 2013 | | | | | | | | | | | | |
| 2014 | | | | | | | | | | | | |
| SUBTOTAL - MW | 660 | 170 | 150 | 660 | 170 | 150 | 660 | 500 | 300 | 660 | 500 | 300 |
| TOTAL - MW | 980 | | | 980 | | | 1460 | | | 1460 | | |

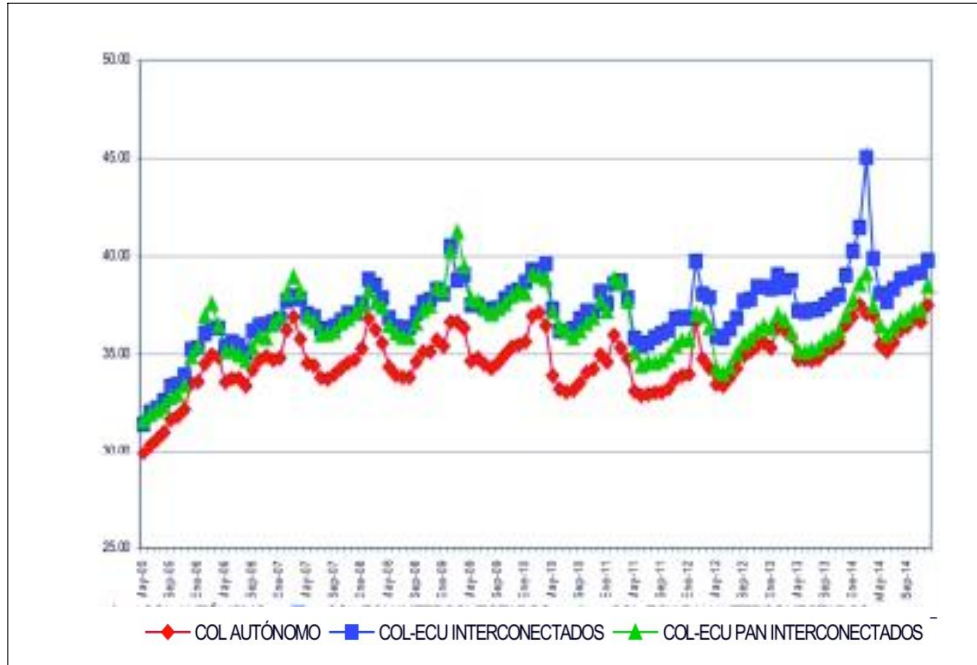
H: Hidráulico, G: Gas Natural, C: Carbón Mineral

Intercambios de Energía

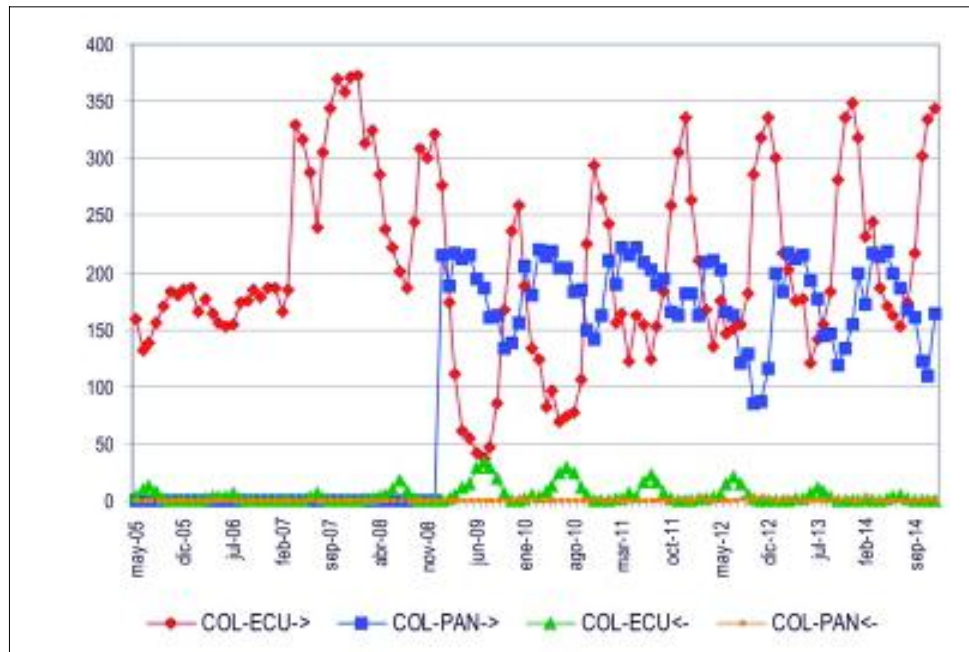
Los intercambios de energía con Ecuador y Panamá para la alternativa CP-3 y la estrategia LP-3, muestran que Colombia está en capacidad de exportar energía hacia estos dos países. En tal sentido, a partir de la ampliación de la capacidad de exportación hacia Ecuador a 500 MW en abril de 2007, dicho país podría recibir en promedio 230 GWh/mes de Colombia, cantidad que se vería afectada al entrar la interconexión con Panamá en enero de 2009, ya que los requerimientos de energía y de



Gráfica 1. Costo marginal de energía para Colombia corto y largo plazo - US\$/MWh



Gráfica 2. Intercambios de energía entre Colombia, Ecuador y Panamá GWh mes - 2005



precios de este país, hacen que importe energía generada en Colombia.

En el caso de Panamá, se puede prever que las exportaciones de energía desde Colombia estarían alrededor de los 170 GWh/mes, magnitud que no estaría afectada apreciablemente por la sustitución de combustibles en algunas de las unidades generadoras en Panamá.

...Los resultados de las simulaciones muestran que Colombia no importaría energía de Panamá...

En lo referente a posibles importaciones de energía por parte de Colombia proveniente de Ecuador no son tan significativas (50 GWh-mes a lo largo del horizonte), sirviendo en ocasiones para apoyar las exportaciones colombianas a Panamá. Los resultados de las simulaciones muestran que Colombia no importaría energía de Panamá.

En la Gráfica 2 se observa el comportamiento de las exportaciones e importaciones entre países.

Conclusiones y Recomendaciones

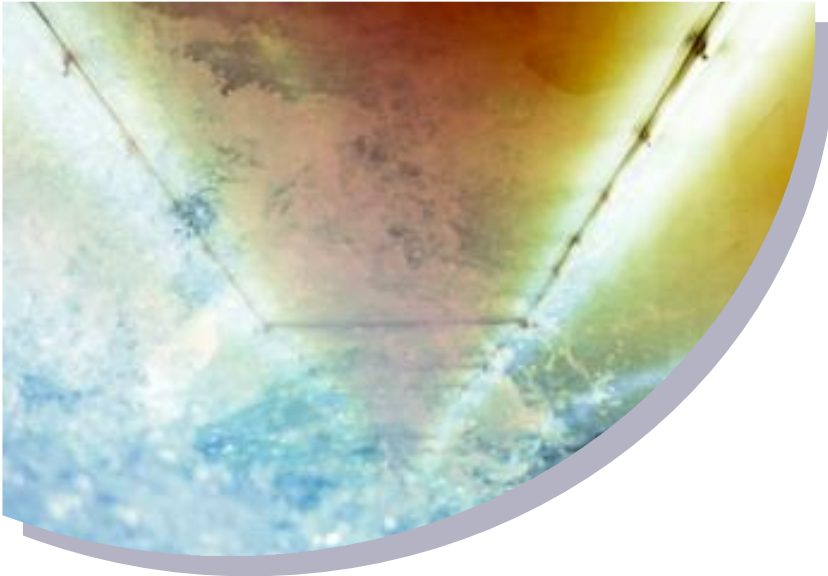
Los resultados de los seguimientos a los análisis de generación planteados en el corto y largo plazo, indican lo siguiente:

- Es necesario que el país cuente con una expansión en generación de al menos 150 MW a comienzos del 2010, adicionales a la entrada del proyecto de Porce III. A fin de limitar la vulnerabilidad de la Costa Atlántica por depender su generación de un solo energético, la

localización de esta capacidad debería realizarse al norte del país y con base en carbón mineral.

- Los requerimientos de generación para la adecuada atención de la demanda de energía muestran que el sistema requiere en el periodo 2010 - 2014 la instalación de 320 MW adicionales a la entrada en operación de los 660 MW del proyecto Porce 3. En el caso de realizarse la interconexión eléctrica con Panamá, el sistema colombiano requeriría de 800 MW adicionales al proyecto de Porce 3, con el fin de poder atender la demanda propia, así como de mantener el nivel de exportaciones de energía hacia Ecuador y Panamá.
- Al llevar a cabo los análisis de requerimientos de potencia del sistema, estos muestran posiblemente una expansión mayor en generación a la anteriormente planteada.
- Se hace necesario, antes de plantear una posible exportación energética a Panamá, asegurar la disponibilidad de reservas comerciales de gas natural. Lo anterior de no afectar negativamente la relación reservas producción (R/P de 7 años) que impida continuar con las exportaciones, y se pueda comprometer la atención de la demanda de energía eléctrica, así como la de los demás sectores económicos colombianos.
- En el esquema actual, donde la generación eléctrica es de iniciativa privada, la expansión de la capacidad de generación planteada, está condicionada a una expedición normativa oportuna, alguna de ella referente al cargo por confiabilidad.





AGUA E HIDRÓGENO COMO AYUDA DE PROCESOS INDUSTRIALES Y MATERIA PRIMA PARA SUMINISTRO ENERGÉTICO

Emulsión de combustibles, ayuda de procesos industriales y celdas de combustible

Ciro Serrano Camacho

Ingeniero Químico

Especialista Subdirección de Planeación Energética UPME

"Yo creo que el agua algún día será empleada como combustible, y que el hidrógeno y el oxígeno, los cuales la constituyen, usados en forma individual o conjunta, originarán una fuente inagotable de calor y luz".

Julio Verne, 1874

Las expresiones coloquiales, "como el agua y el aceite" en el sentido de ser incompatibles, y el "fuego y el agua", para designar acciones contrarias, necesitan confrontarse hoy con paradigmas reconciliadores asociados a diversos procesos de la cadena energética, tales como la

combustión de hidrocarburos emulsionados y la obtención de hidrógeno como combustible o como reactante para reacciones de rearrreglos moleculares que valorizan compuestos orgánicos y/o que mejoran las caracterizaciones de los combustibles.

La emulsión y el uso industrial

Esta presentación aborda varias aplicaciones del agua, que van desde su emulsificación y su uso industrial, hasta la generación de hidrógeno para el tratamiento de combustibles y para uso en celdas de combustible.

En efecto, el agua se utiliza como ayuda física o insumo químico para procesos asociados a la cadena de plantas de refinación y petroquímica, ejemplo, en el cracking térmico o rompimiento molecular térmico para valorización de crudos pesados y muy pesados o cortes pesados de crudos; y en el cracking catalítico o rompimiento molecular catalítico, como ayuda química para obtener materias primas intermedias para obtención de combustibles de mejor calidad e insumos petroquímicos.

En este orden de ideas, el uso adecuado del agua ha sido una alternativa de gran potencial para el mejoramiento de la eficiencia energética del sector productivo, particularmente el sector manufacturero. Es así como se usa en el área de servicios industriales del sector productivo para generación de vapor, calentamiento-enfriamiento de fluidos, como materia prima para muchos procesos industriales, y para el subsector automotriz.

Entonces, según el proceso industrial, el vapor de agua, además de transportar energía térmica, puede servir para



promover la dispersión y/o turbulencia de los fluidos y mejorar los coeficientes de transferencia de calor y de transferencia de masa (mediante aumento de patrones hidrodinámicos), o para aumentar el área específica de reacción en procesos basados en reacciones químicas como los de gasificación y licuefacción de carbón y/o rompimiento o rearreglo de estructuras moleculares como en procesos de cracking catalítico de derivados del petróleo para valorización energética de los mismos.

De tal manera que las consideraciones anteriores, dentro del marco de una buena ingeniería de proceso, deben apuntar al mejoramiento continuo del uso del agua, como parámetro de diseño que es transversal -común a todos los procesos- y que potencia logros de eficiencia energética, que pueden tener aplicación, desde una planta de generación eléctrica, una siderúrgica o una planta química, hasta una de procesamiento de alimentos, una textilera o una cementera.



En Colombia existen propuestas del Instituto Colombiano del Petróleo - ICP, amparadas con patentes y asociadas con crudos pesados, muy pesados y combustóleo, cuyo objetivo es mejorar la eficiencia de procesos de combustión. Un referente es que Italia cuenta con 17 000 vehículos que operan con diesel emulsionado y la Agencia para la Protección del Ambiente de Estados Unidos - EPA relaciona varias publicaciones de sus investigaciones.

La emulsificación del diesel acepta adición de agua al combustible del orden de 10% a 30% volumétrico, sin modificación del motor y puede llegar hasta 50%. Para una emulsión con 10% de agua, la disminución de la potencia del motor es de aproximadamente 1%, y el ahorro estimado de diesel es cerca de 7%. El diesel emulsionado puede ser ligeramente más económico que el diesel no emulsionado y su uso puede disminuir hasta 70% de

material particulado. El uso de combustibles emulsificados también logra una disminución las emisiones de NOx -precursor de la lluvia ácida- ya que el motor opera a temperatura más baja y disminuye mucho la emisión de CO debido a una combustión eficiente, además, los motores producen menos ruido y aumentan su vida útil.

El Suministro Energético, el Hidrógeno y las Celdas de Hidrógeno

La celda de combustible opera como una batería, de tal manera que la transferencia de electrones que resulta de la combinación electroquímica de hidrógeno más oxígeno, constituye la energía eléctrica que se obtiene. El subproducto de esta reacción es agua pura. Siempre que haya disponibilidad de oxígeno e hidrógeno, el proceso produce energía eléctrica y calor. En este contexto se introduce el concepto que no se efectúa el proceso de combustión, tradicionalmente descrito como un proceso electroquímico de oxidoreducción.

El hidrógeno es un gas muy liviano y su uso es muy conocido; se utiliza para el reformado de gasolinas -en presencia de catalizadores que promueven las reacciones deseadas- para mejorar la caracterización de combustibles, para saturación y desulfuración de combustibles y

para mejorar la caracterización de los lubricantes.

Como referente para el diseño de los procesos de producción de combustibles y lubricantes, es determinante el balance másico y térmico del hidrógeno, bien sea para seleccionar la ruta de la refinación, el rompimiento molecular requerido y la estimación de la calidad de los combustibles: unos procesos producen hidrógeno y otros procesos requieren hidrógeno.

Cuando se trata de carbón como materia prima, este diseño debe evaluar el déficit de hidrógeno en la estructura molecular del carbón, si éste se utiliza como materia prima para la obtención de gas combustible, gas de síntesis ($\text{CO} + \text{H}_2$) y diesel, entre otros, con el fin de adicionar el hidrógeno necesario para una estructura molecular compatible con la calidad de los productos y los procesos posteriores, como la combustión.

Esta caracterización requerida es extensiva al poder calorífico del combustible, y a las emisiones de la combustión, particularmente las asociadas con óxidos de azufre, nitrógeno e inquemados. Sobre el alcance de su aplicación, es razonable pensar que el uso de hidrógeno como combustible haya tenido un desarrollo paralelo a cualquier proceso de producción, en el sentido de ser gradual y soportado por la lenta investigación y desarrollo.

El enunciado sencillo de la reacción de hidrógeno más oxígeno para producir agua y

energía, y los beneficios ambientales y energéticos de esta reacción, han impulsado el afinamiento de las variables de este proceso, así como el desarrollo de la infraestructura requerida para la producción, el transporte y el almacenamiento, que ha necesitado adecuarse a estándares muy rigurosos de seguridad y operación.

Como ventajas del uso de las celdas de hidrógeno se menciona su bajo nivel de emisiones sonoras, que permite una ampliación modular, que no se recargan pues no se agotan y que se pueden construir en un plazo menor que los grandes sistemas de generación eléctrica convencionales. Estas características orientan su uso al diseño de sistemas de micropotencia (micropower) que se pueden ajustar a las demandas locales.

Para el sector automotriz, como desventaja principal se presentan los elevados costos iniciales de inversión, la complejidad de las

estaciones de servicio, además del mismo tanqueo; y para el sector manufacturero están en proceso de solución los problemas asociados con el tamaño de las baterías.

A la fecha "el 95 por ciento del hidrógeno se produce a partir de combustibles fósiles", principalmente de gas natural. Adicionalmente a la utilización de la biomasa como combustible, existen tecnologías que permiten la valorización de materiales biomásicos para adecuarlos a utilidades específicas, como son: la gasificación por pirólisis y obtención de gas de síntesis mencionado, que se puede utilizar como combustible o como materia prima petroquímica para obtención de metano, metanol e hidrocarburos parafínicos, cicloparafínicos, aromáticos, y otros petroquímicos.

Como fuente de hidrógeno también existen los procesos biológicos de digestión anaeróbica de sustancias orgánicas con elevado contenido

de agua para la obtención de biogás, la fermentación de azúcares para la obtención de etanol y los procesos para la obtención de metil ésteres obtenidos de aceites vegetales y grasas animales para el la producción de biodiesel.

...A la fecha, el 95 % del hidrógeno se produce a partir de combustibles fósiles, principalmente de gas natural...

Como complemento de las celdas de hidrógeno, existen varios tipos de celdas de combustible, con mayor o menor grado de complejidad tecnológica y de reacciones electroquímicas, que la literatura reporta como:

- Alcalinas, que desde la década del sesenta se utilizan con fines militar y aeroespacial, ya menos utilizadas por el sector industrial
- De membrana de intercambio protónico, de interés para el sector automotor
- De carbonato fundido, que consumen combustibles obtenidos de carbón
- De óxido sólido, para centrales de generación y sector industrial
- De ácido fosfórico, para clínicas, hoteles, escuelas, oficinas, colectivos y locomotoras.



Desarrollos para el transporte

Los desarrollos logrados hasta hoy son muy significativos. Hay muchos retos por afrontar y muchos actores participando, como los descritos en estos ejemplos:

- Un vehículo cuesta diez veces más que uno promedio a gasolina, recorre 500 km aproximadamente sin tanquear, es muy silencioso, acelera de 0 a 100 km/h en 16 seg y alcanza velocidades de 160 km/h
- El 'Sequel' acelera de 0 a 100 km/h en 10 segundos y vale MUS\$1,5 y el Zafira HydroGen3 ha viajado 10.000 km, de Noruega a Portugal
- USA ha invertido US\$1.200 millones para nuevos desarrollos, y se prevé un piloto mediante la instalación de 16 estaciones de servicio, así como una red de una autopista de hidrógeno para 2010
- Diez ciudades europeas, como Madrid y Barcelona, ensayan con éxito prototipos de buses movidos por hidrógeno
- Empresas como Shell, Exxon Mobil, Chevron-Texaco, Air Liquid de España, Honda, Toyota y Mercedes, están metidas en el negocio y en la investigación y desarrollo de la iniciativa.

En todo caso, los carros están funcionando en Islandia, que es la pionera en transporte público que utiliza hidrógeno, y existen ensayos pilotos como el de Tokio - donde se está utilizando en buses urbanos desde hace dos años-, Washington, y la Unión Europea que tiene más de un año de tener algunos vehículos en operación.

...Analistas creen que para 2030 habrá cerca de 40 millones de vehículos rodando con hidrógeno...

Se estima que dentro de 50 años todo el hidrógeno provenga de fuentes renovables y ya existen avances, como en la ciudad sueca de Malmö que cuenta con una estación de servicio de hidrógeno abierta al público y 100% ecológica, lo cual proyecta la idea que cualquier persona podría convertirse en productor de su propia energía, y que una celda para teléfono celular garantice 40 días de autonomía de operación.

Algunos analistas estiman que su introducción al mercado empezará a sentirse con fuerza desde 2020, y que para 2030 habrá cerca de 40 millones de vehículos rodando con hidrógeno.

Las metas para su aplicación comercial se han establecido en el largo plazo, y las etapas de desarrollo para las diferentes aplicaciones -como las que requiere la alternativa del uso de hidrógeno como combustible

automotriz para motores de combustión interna- de procesos novedosos de combustión, han previsto hasta 50 años para su uso comercial masivo.

Esto incluye el uso mixto de hidrógeno con gas natural y/o gasolina o diesel, mediante acoplamiento de un motor eléctrico, además de su uso gradual y almacenable para electrodomésticos, todo lo cual se percibe hoy como "...una tecnología muy sólida y simple, con avances importantes en los últimos cinco años, que técnicamente no tiene obstáculos".

En resumen, el diseño cuidadoso del uso del agua, bien sea que se utilice para ayuda de procesos, emulsiones, o suministro energético en celdas de combustible, presenta un aporte sustancial al mejoramiento de eficiencia energética y al desarrollo sostenible.



LAS REGALÍAS MINERAS Y SU IMPACTO EN EL DESARROLLO DE COLOMBIA

Luz Constanza Fierro Enciso,

Ingeniera de Minas
Especialista Subdirección de Planeación Minera UPME

Jairo Herrera Arango,

Ingeniero Geólogo
Subdirector de Planeación Minera UPME

Mucho se ha discutido sobre los beneficios y los perjuicios reales del sistema de regalías; por un lado, estos recursos representan un porcentaje importante de las transferencias que se hacen a los municipios para financiar programas de inversión, y por otro, se dice que las regalías son inequitativas, pues los departamentos más beneficiados son los más ricos en petróleo y carbón, cuyas poblaciones, en proporción, suelen ser las menores del país. Además, el manejo de los recursos obtenidos por las regalías no ha sido tan eficiente como se quisiera.

Con la experiencia adquirida al respecto, se ha procurado mejorar tanto el recaudo mismo de las regalías, como el control y vigilancia de la destinación que se da a estos recursos, lo que ha permitido maximizar su utilización.

A partir de la Constitución Política de 1991, se reglamentó lo pertinente a la propiedad del subsuelo y el pago de las regalías como contraprestación por el beneficio económico de los recursos naturales no renovables de propiedad del Estado.

En Colombia, las regalías son un instrumento de desarrollo sostenible para las comunidades mineras y no mineras del territorio nacional, que busca el desarrollo y el incremento de la calidad de vida de los habitantes. Dado que ésta es una compensación que se recibe por el agotamiento del recurso minero, su objetivo es equilibrar y procurar un ambiente sano y aprovechable económicamente para las generaciones venideras.

Reseña Histórica

Con la Cédula Real del 9 de diciembre de 1526, concedida por Carlos I, fue declarada la propiedad de la corona española sobre las minas del nuevo continente dado su condición de fuente de ingresos fiscales. Bajo



este sistema regalista o de propiedad estatal, el monarca concede a sus vasallos en propiedad y posesión las minas por ellos descubiertas y explotadas.

Trescientos años después, con el objetivo de obtener una distribución justa de la riqueza para mitigar la miseria existente, Simón Bolívar nacionaliza las riquezas mineras por ser parte del subsuelo y por consiguiente ser propiedad de la Nación y de sus ciudadanos. Es así como el 17 de diciembre de 1829, en el llamado Decreto del Libertador, declara que; "las minas de cualquier clase corresponden a la República".

La nacionalización del subsuelo fue confirmada por la Constitución Política de 1886 al determinar que los minerales son propiedad de la Nación; sin embargo, aquellos casos en los cuales la Corona había entregado la propiedad a particulares fueron respetados, dando origen a los llamados reconocimientos de propiedad privada (RPP),

Con el fin de reducir la evasión existente en las minas del Estado de Antioquia, donde operaban cerca de 4.000 minas, en 1864 se emitió el Código de Minas del Estado Soberano de Antioquia, el cual fue adoptado para todo el país mediante la Ley 38 de 1887. Este Código permitía, mediante la figura de adjudicación basada en el sistema regaliano, la transferencia del dominio

del recurso propiedad de la Nación a los particulares, mediante concesiones y licencias.

...La Constitución de 1991 ratificó la propiedad del Estado sobre los recursos naturales no renovables ...

Fue hasta 1969, con la expedición de la Ley 20 (Estatuto Minero), que hubo una nacionalización total mediante la eliminación de la adjudicación, la extinción de dominio por no explotación, la eliminación de la figura de accesión, la exigencia de registrar las minas en actividad antes del 22 de junio de 1973, con lo que se redujo el número de RPP existentes.

En 1988 se emitió el Decreto 2655 (Código de Minas) que conservó el sistema propuesto por la Ley 20 de 1969 y adicionalmente nacionalizó los materiales de construcción que hasta entonces aún conservaban la figura de accesión.

El Artículo 332 de la Constitución Política de 1991 ratificó la propiedad del Estado sobre los recursos naturales no renovables y el Artículo 360 estableció que los propietarios de títulos mineros deben cancelar, a título de regalía, una contraprestación económica por la explotación de dichos recursos, y para la administración de los recursos económicos así

recaudados que no se distribuyan entre los municipios y departamentos productores, el Artículo 361 ordena la creación del Fondo Nacional de Regalías.

Las regalías fueron reglamentadas con la ley 141 de 1994 que crea el Fondo Nacional de Regalías, regula el derecho del Estado a percibir regalías por la explotación de recursos naturales no renovables y establece los porcentajes para la liquidación y la distribución de las regalías.

En el año 2001, con el objetivo de fomentar la actividad minera de forma técnica y ambientalmente amigable, se emitió la Ley 685 (Código de Minas), en donde además se establece que la participación del Estado será la de facilitador de la actividad y fiscalizador de sus recursos.

Finalmente, a través de la Ley 756 de 2002, se modificó parcialmente la ley 141 de 1994, como el destino de las regalías

directas correspondientes a los recursos distribuidos a municipios y a departamentos productores de recursos naturales no renovables, cuya destinación específica es 90% a inversión y el 10% restante para supervisiones técnicas y gastos de operación o funcionamiento de las obras que se ejecutan con estos recursos.

Aspectos Relevantes de la Ley de Regalías (Ley 141 de 1994)

1. Régimen de regalías

La ley determinó los montos específicos aplicables a los minerales producidos en el territorio nacional, los cuales van de 1% a 12%, dependiendo del mineral a que se hace referencia (ver Tabla 1).

Además, la ley facultó al Ministerio de Minas y Energía para fijar el precio base de los minerales para efectos de la liquidación de regalías, función que adelanta la UPME por delegación. En la Tabla 2 se muestran los precios del 2004 hasta la resolución actualmente vigente.

El valor a liquidar por concepto de regalías (R) es igual al volumen producido (V), por el precio fijado por la UPME (\$), por el porcentaje correspondiente al mineral según la ley (%).

$$R = V * \$ * \%$$

Las regalías son liquidadas trimestralmente por los concesionarios mineros y reportadas en el formato previamente establecido por el INGEOMINAS, entidad encargada de la administración del recurso minero. Los recursos así recaudados son distribuidos posteriormente, según los

Tabla 1. Porcentajes aplicables según la Ley 756 de 2002

| MINERAL | % |
|--|----|
| Carbón (explotación mayor a 3 millones de toneladas anuales) | 10 |
| Carbón (explotación menor a 3 millones de toneladas anuales) | 5 |
| Níquel | 12 |
| Hierro y cobre | 5 |
| Oro y plata | 4 |
| Oro de aluvión en contratos de concesión | 6 |
| Platino | 5 |
| Sal | 12 |
| Calizas, yesos, arcillas y grava | 1 |
| Minerales radioactivos | 10 |
| Minerales metálicos | 5 |
| Minerales no metálicos | 3 |
| Materiales de construcción | 1 |

Fuente: Artículo 16 Ley de Regalías

Tabla 2. Precios en boca mina base para la liquidación de regalías

| MINERAL | 2004 - 2005 | RES. 0319 | RES. 0764 | RES. 0295 |
|---|------------------|-----------|-----------|-------------|
| | Pesos Corrientes | 28 JUN 04 | 23 DIC 04 | 30 JUN 2005 |
| Carbón (explotación mayor a 3 millones de toneladas anuales) | | | | |
| Carbón (explotación menor a 3 millones de toneladas anuales) | | | | |
| Carbón para Consumo Interno | | 26.434 | 32.024 | 47.897 |
| Carbón de Exportación | | | | |
| Parágrafo 3º Art. 16 Ley 141/94 | | | | |
| <i>Productores Zona Costa Norte</i> | | 50.691 | | |
| <i>Térmico</i> | | | 61.412 | 98.488 |
| <i>Productores Zona Santanderes</i> | | 31.619 | | |
| <i>Térmico</i> | | | 38.307 | 68.254 |
| <i>Metalúrgico</i> | | | 48.063 | 97.059 |
| <i>Antracitas</i> | | | 159.096 | 161.042 |
| <i>Productores Zona Antioquia, Cundinamarca, Boyacá y Valle</i> | | 36.321 | | |
| <i>Térmico</i> | | | 44.003 | 49.424 |
| <i>Metalúrgico</i> | | | 50.016 | 78.204 |
| <i>Antracitas</i> | | | 159.096 | 161.042 |
| Arcillas Bentoníticas | 8.414 | 8.327 | 8.327 | 8.327 |
| Arcillas Caolinticas | 15.320 | 15.162 | 15.162 | 15.162 |
| Arcillas cerámicas | 4.333 | 4.288 | 4.288 | 4.288 |
| Arcilla ferruginosas | 4.333 | 4.288 | 4.288 | 4.288 |
| Arcillas misceláneas | 4.333 | 4.288 | 4.288 | 4.288 |
| Arcillas Refractarias | 7.597 | 7.519 | 7.519 | 7.519 |
| Arena de Cantera | 7.175 | 7.101 | 7.101 | 7.101 |
| Arena de Río (arenas lavadas) | 4.789 | 4.740 | 4.740 | 4.740 |
| Arenas Silíceas | 10.406 | 10.299 | 10.299 | 10.299 |
| Asbesto (o crisotilo) | 10.941 | 10.828 | 10.828 | 10.828 |
| Asfaltita | 19.377 | 19.177 | 19.177 | 19.177 |
| Azufre | 8.918 | 8.826 | 8.826 | 8.826 |
| Barita | 57.454 | 56.862 | 56.862 | 56.862 |
| Basalto | 4.938 | 4.887 | 4.887 | 4.887 |
| Bauxita | 18.165 | 17.623 | 17.623 | 17.623 |
| Carbonato de Calcio | 40.062 | 39.649 | 39.649 | 39.649 |
| Caliza | 5.221 | 5.167 | 5.167 | 5.167 |
| Cuarzo | 11.071 | 10.957 | 10.957 | 10.957 |
| Diabasa | 6.353 | 6.288 | 6.288 | 6.288 |
| Dolomita | 9.791 | 9.690 | 9.690 | 9.690 |
| Feldespatos | 14.740 | 14.588 | 14.588 | 14.588 |
| Fluorita | 106.161 | 105.067 | 105.067 | 105.067 |
| Grafito | 16.336 | 16.168 | 16.168 | 16.168 |
| Granito (bloque mayor o igual a 1 m3) | 493.868 | 488.780 | 488.780 | 488.780 |
| Granito (bloque menor a 1 m3) | 193.772 | 191.776 | 191.776 | 191.776 |
| Gravas de Cantera | 9.578 | 9.479 | 9.479 | 9.479 |
| Gravas de Río | 4.662 | 4.614 | 4.614 | 4.614 |
| Mármol (bloque mayor o igual a 1 m3) | 115.806 | 114.613 | 114.613 | 114.613 |
| Mármol (bloque menor a 1 m3) | 37.959 | 37.568 | 37.568 | 37.568 |
| Mármol en Rajón (Retal de mármol) | 13.170 | 13.034 | 13.034 | 13.034 |
| Micas: Vermiculita, Moscovita, Biotita | 35.122 | 34.760 | 34.760 | 34.760 |
| Mineral de Hierro | 17.226 | 17.375 | 17.375 | 17.375 |
| Mineral de Magnesio (Magnesita) | 75.000 | 75.648 | 75.648 | 75.648 |
| Mineral de Manganeseo | 117.430 | 118.444 | 118.444 | 118.444 |
| Piedra Arenisca – Piedra Bogotana | 144.947 | 143.454 | 143.454 | 143.454 |
| Puzolanas | 8.188 | 8.104 | 8.104 | 8.104 |
| Recebo | 2.085 | 2.064 | 2.064 | 2.064 |
| Roca Coralina bloque mayor o igual a 1 m3 | 217.993 | 215.747 | 215.747 | 215.747 |
| Roca Coralina bloque menor a 1 m3 | 90.831 | 89.895 | 89.895 | 89.895 |
| Roca Fosfórica | 29.598 | 29.293 | 29.293 | 29.293 |
| Sal marina | 30.419 | 30.106 | 30.106 | 30.106 |
| Sal terrestre | 23.486 | 23.244 | 23.244 | 23.244 |
| Sal terrestre zona Upin | 21.735 | 21.511 | 21.511 | 21.511 |
| Serpentina bloque mayor o igual a 1 m3 | 299.740 | 296.652 | 296.652 | 296.652 |
| Serpentina bloque menor a 1 m3 | 139.273 | 137.838 | 137.838 | 137.838 |
| Serpentina en Rajón | 43.744 | 43.293 | 43.293 | 43.293 |
| Serpentinita (Silicato de Magnesio) | 17.560 | 17.379 | 17.379 | 17.379 |
| Talco | 30.241 | 29.929 | 29.929 | 29.929 |
| Travertino y calizas cristalinas en bloque mayor o igual a 1 m3 | 333.348 | 329.914 | 329.914 | 329.914 |
| Travertino y calizas cristalinas en bloque menor a 1 m3 | 105.968 | 104.876 | 104.876 | 104.876 |
| Yeso | 34.273 | 33.920 | 33.920 | 33.920 |

porcentajes fijados por la ley, entre los departamentos y los municipios productores (regalías directas) y el Fondo Nacional de Regalías (regalías indirectas) con base en los porcentajes que para tal fin determinó la ley para cada mineral.

2. Regalías Directas

Son las contraprestaciones económicas que reciben los departamentos y los municipios productores y los municipios portuarios, los cuales tienen la siguiente destinación:

- Noventa por ciento (90%), a inversión en proyectos de desarrollo municipal contenidos en el plan de desarrollo, con prioridad para

aquellos dirigidos al saneamiento ambiental y para los destinados a la construcción y ampliación de la estructura de servicios de salud, educación, electricidad, agua potable, alcantarillado y demás servicios públicos básicos esenciales.

- El cinco por ciento (5%), para la supervisión técnica de los proyectos que se ejecuten con estos recursos.
- El cinco por ciento (5%) para gastos de funcionamiento u operación de las obras que se ejecutan con estos recursos.

3. Regalías Indirectas - Fondo Nacional de Regalías

Es un sistema creado con los recursos provenientes de las regalías no asignadas a los departamentos y los municipios productores y a los municipios portuarios, con el fin de permitir el acceso a los demás entes territoriales no productores para financiar proyectos destinados a la promoción de la minería, la preservación del medio ambiente y proyectos regionales de inversión - PRI - definidos como

prioritarios en los planes de desarrollo de las respectivas entidades territoriales.

...El presupuesto del Fondo Nacional de Regalías se distribuye por porcentajes de acuerdo con lo establecido por la Ley de Regalías ...

Los recursos del Fondo Nacional de Regalías se administran a través de la Subdirección de Regalías del Departamento Nacional de Planeación y se accede a ellos mediante la presentación de proyectos de desarrollo regional por parte de alcaldes, gobernadores y representantes de los resguardos indígenas de todo el país.

El presupuesto del Fondo Nacional de Regalías se distribuye por porcentajes de acuerdo con lo establecido por la Ley de Regalías así: proyectos regionales de inversión en energización (15%), Corporación Autónoma Regional del Río Grande de la Magdalena - Cormagdalena - (10%), destinación específica (15,5%), promoción a la minería (8,78%), preservación del medio ambiente (17,55%), proyectos regionales de inversión (31,59%) y otros (1,58%). Ver distribución detallada en la Tabla 3.





Tabla 3. Distribución de los recursos del Fondo Nacional de Regalías

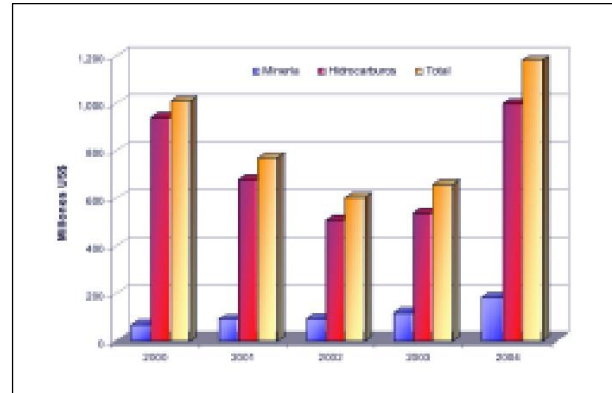
| ENERGIZACIÓN | FUNCIONAMIENTO | CORMAGDALENA | ESPECÍFICOS | FOMENTO A LA MINERÍA | PRESERVACIÓN DEL MEDIO AMBIENTE | PRI |
|---|----------------|--------------|---|---|--|--|
| 15,00% | 1,00% | 10,00% | 15,30% | 9,70% | 17,53% | 31,59% |
| PRI INFRAEST. DE DISTRIBUCIÓN DE GAS EST. 1 Y 2 3,00% | | | Coroiba PRI 1,30% | EJECUCIÓN INGENIERÍAS 2,67% | Amazonía y otros y Resguardos Indig. Saneamiento Amb. 3,51% | Investigación, planeación y desarrollo Zonas Surcar 0,35% |
| ELECTRIFICACIÓN DE ZONAS NO INTERCONECTADAS 6,00% | | | Municipios en influencia de subterráneos 1,00% | EJECUCIÓN MINEROL 6,14% | Descontaminación Río Cauca 3,49% | |
| ELECTRIFICACIÓN DE ZONAS INTERCONECTADAS 6,00% | | | Municipios con procesos de refinación 2,73% | Proyectos mineros y turísticos 2,46% | Descontaminación Río Cauca 0,53% | |
| | | | Área metropolitana de Barranquilla 1,25% | Proyectos mineros y turísticos 2,46% | Municipios del Macizo Colombiano 0,88% | |
| | | | Buenaventura descontaminación medio ambiente 1,25% | Chiricó 3,69% | San Fernando-Bol. Recuperación amb. 0,2633% | |
| | | | Tumaco descontaminación bahía 0,30% | Función de la P y M minera del Corión Bol. Vieja 0,01% | CAR's Macizo Colombiano 0,332% | |
| | | | Ayapel preservación y des. sierra 0,125% | | Santa Rosa del Sur-Bol. Recuperación amb. 0,088% | |
| | | | Cauasia descontaminación ríos - oro 0,125% | | Descant. Ciénagas San Benito, Camibito San Marc. 0,088% | |
| | | | Tumaco descontaminación bahía 0,30% | | Descontaminación Rios Casanare y Saneamiento Bas. 0,088% | |
| | | | Ayapel preservación y des. sierra 0,125% | | CAR's Regímenes especiales 1,302% | |
| | | | Municipios entre las jurisdicciones de Parques Naturales 0,25% | | CAR's Distritos a las anteriores 1,630% | |
| | | | Laguna de Etóquene 0,125% | | | |
| | | | Puerto Boyacá preservación del medio amb. 0,30% | | | |
| | | | Chocó Recup. áreas-barrequeo y Foment 0,50% | | | |
| | | | Vaupés y Guaitania Recup. áreas-barrequeo y Foment 0,30% | | | |
| | | | Antioquia, Nariño y Risaralda Pny. Min. Aurífero 0,25% | | | |
| | | | Sucre (2010) Desc. y canaliz. de arroyos y caños 0,875% | | | |
| | | | Descontaminación Chonaga Zapotava 0,50% | | | |
| | | | Nuevo Recup. y preser. Cuenca río Cebias 0,50% | | | |
| | | | Antioquia Med Amb e Infra. Peq Med min Carb Au 0,30% | | | |
| | | | Villavicencio Recup Dique río Guadalupe 0,50% | | | |

Gestión e Impacto de las Regalías

1. Recaudo de regalías

Entre el 2000 y el 2004 fueron recaudados, por regalías mineras y de hidrocarburos aproximadamente \$10.380.699 millones, que han sido o serán invertidos en las zonas productoras a través de la regalías directas, y no productoras a través de los recursos administrados por el Fondo Nacional de Regalías.

Figura 1. Recaudo de Regalías Totales 2000 - 2004

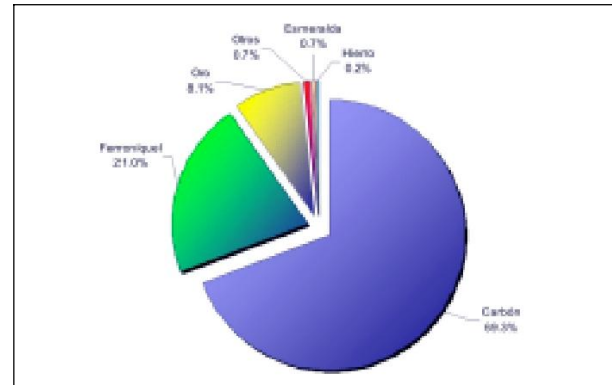


Fuente: ECOPEIROL - Ingeominas

2. Regalías mineras

El monto total de regalías recaudadas durante el 2004 fue de \$3.102.279 millones, de los cuales el sector minero aportó \$ 482.409 millones, que corresponden a cerca del 16%, representado en carbón con \$334.168 millones, ferroníquel con \$101.285 millones, oro con \$39.154 millones y otros en menor proporción como platino y plata con \$3.597 millones, esmeraldas con \$3.147 millones y hierro \$1.058. En adelante sólo se hará referencia a las regalías mineras.

Figura 2. Distribución de Regalías según mineral 2004

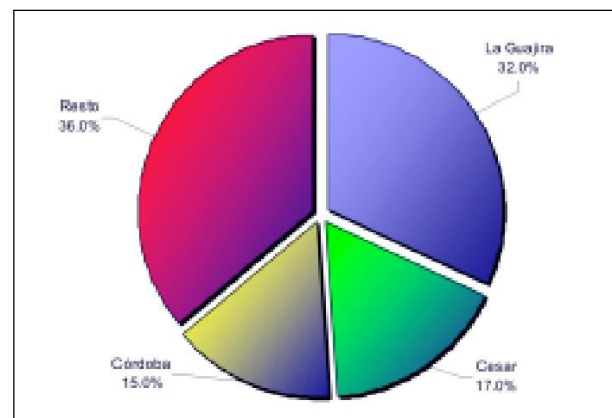


Fuente: Memorias al Congreso de la República 2004 - 2005

3. Distribución departamental de Regalías Mineras

En relación con la distribución de regalías mineras en departamentos y municipios, aparece como mayor beneficiario el departamento de La Guajira, donde se localiza la mina de carbón de El Cerrejón, con cerca de \$152.000 millones; en segundo lugar se encuentra el departamento de Cesar con \$81.000 millones, seguido por el departamento de Córdoba con la participación por níquel y metales preciosos que alcanzó cerca de los \$70.000 millones.

Figura 3. Distribución departamental de Regalías Mineras



Fuente: Memorias al Congreso de la República 2004 - 2005 MME
Cálculos: Subdirección de Planeación Minera - UPME

4. Proyectos financiados con regalías indirectas - Fondo Nacional de Regalías

La posibilidad de financiar proyectos con los recursos provenientes de las regalías, ha permitido a los entes territoriales desarrollar obras que de otra forma no sería factible, incrementar la generación de empleo directo o indirecto y recuperar zonas donde no necesariamente la actividad minera ha sido la causante del deterioro ambiental.

Infortunadamente no se ha realizado una cuantificación real de los beneficios de estas inversiones, sin embargo, a continuación se presentan algunos datos al respecto. Desde la creación del Fondo

Nacional de Regalías en 1994, el comportamiento de la financiación de proyectos de inversión para los entes territoriales (departamentos y municipios) fue normal hasta el 2001, destinando estos recursos a cubrir los sectores determinados por la ley en las proporciones allí establecidas, tal como puede observarse en la Figura 4.

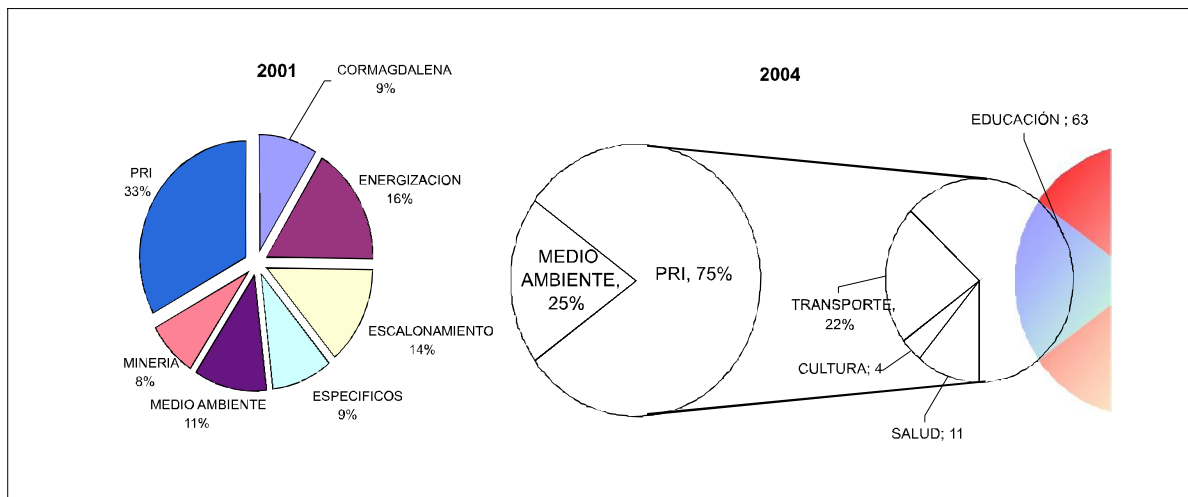
Teniendo en cuenta que dentro del rubro presupuestal destinado a proyectos regionales de inversión (PRI) se contempló que se pueden financiar proyectos que beneficien a dos o más municipios de un mismo o de diferentes departamentos, los cuales deben definirse como prioritarios en sus planes de desarrollo regional, los recursos recaudados durante las vigencias 2002 a 2004 se han llevado preferentemente a cubrir los sectores de educación, salud y saneamiento básico.

Es por lo anterior que en la vigencia 2004 se utilizaron algunos recursos



para este fin, de los cuales el 75% se destinaron a proyectos regionales de inversión en los sectores antes mencionados, y el 25% a saneamiento ambiental a través del rubro de medio ambiente. Esta financiación busca mejorar las condiciones de vida de los habitantes cubriendo sus necesidades básicas insatisfechas.

Figura 4. Sectores financiados con recursos Fondo Nacional de Regalías - FNR

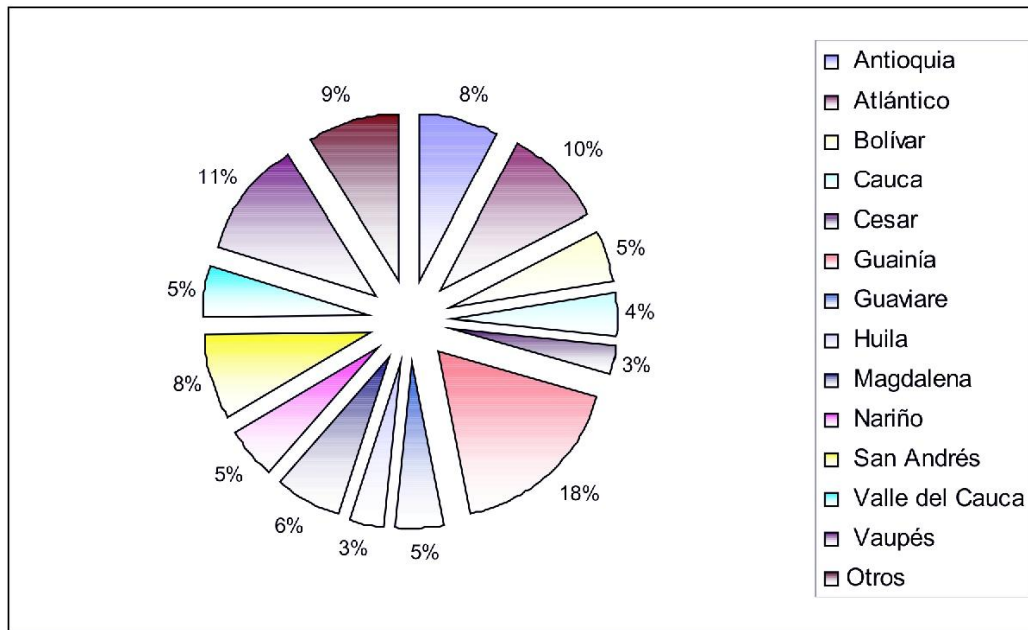


Fuente: Departamento Nacional de Planeación
Cálculos: Subdirección de Planeación Minera - UPMF

5. Distribución departamental de los proyectos financiados con recursos del Fondo Nacional de Regalías

De los proyectos financiados durante la vigencia de 2004 para los sectores antes mencionados, los recursos fueron distribuidos entre los departamentos de Guainía con una participación del 17,4%, seguido de Vaupés con el 11,3%, Atlántico con el 9,7%, San Andrés con 8,5%, Antioquia el 7,8% y el resto en menor proporción distribuidos en otros departamentos que se presentan en la figura 5.

Figura 5. Distribución Departamental financiación recursos Fondo Nacional de Regalías - 2004



Fuente: Departamento Nacional de Planeación
Cálculos: Subdirección de Planeación Minera - UPMÉ

Conclusiones

En términos generales, el sistema de regalías constituido en el país ha tenido un buen desempeño por el beneficio aportado a los habitantes del país.

Es importante establecer mayores medidas de control para recaudar el 100% de las regalías que se generan por la extracción de nuestros recursos naturales no renovables, incentivando a los municipios y departamentos productores, directos beneficiarios de las regalías, para que apoyen al gobierno central en la vigilancia de la totalidad de minerales que se extraen en el país, para verificar que el volumen de producción que se reporta para el pago de regalías sea el real, y de esta manera se logre recaudar un mayor valor de las regalías que posteriormente beneficiaran a sus jurisdicciones.

A pesar de tener algunos inconvenientes en el manejo de los recursos entregados a algunos entes territoriales como regalías directas, en general este esquema tributario para los concesionarios mineros ha aportado al país beneficios de índole económico y social.