

INFORME FINAL

Estudio de Caso - Colombia

Proyecto: Planificación Energética

Fecha: Septiembre 2009



**Canadian International
Development Agency**



**UNIVERSITY OF
CALGARY**

La autora del presente documento es la consultora: Carmenza Chahín Álvarez

Los criterios expresados en el documento son de responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones auspiciantes Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI) y Universidad de.

Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición de que se cite la fuente.

1. INTRODUCCION.....	11
2. DESCRIPCIÓN SECTOR ENERGÉTICO.....	13
2.1.....	SECTOR ELÉCTRICO
.....	13
2.1.1.....	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
.....	13
2.1.2.....	ZONAS NO INTERCONECTADAS
.....	20
2.2.....	SECTOR DE GAS NATURAL
.....	21
2.3.....	SECTOR DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO
.....	28
2.4.....	SECTOR DE HIDROCARBUROS
.....	30
2.5.....	SECTOR CARBÓN
.....	40
2.6.....	SECTOR ENERGÍAS NO CONVENCIONALES
.....	53
2.6.1.....	ENERGÍA SOLAR
.....	53
2.6.2.....	ENERGÍA EÓLICA
.....	53
2.6.3.....	ENERGÍA GEOTÉRMICA
.....	56
2.6.4.....	ENERGÍA MAREMOTRIZ
.....	57
2.6.5.....	BIOMASA
.....	58
2.7.....	PROGRAMAS ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE
.....	64
2.7.1.	FNCE
.....	64
2.7.2.	URE
.....	66
3. DESCRIPCIÓN DEL MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ENERGÉTICO.....	68
3.1.....	MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO
.....	69
3.2.....	MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR DE GAS COMBUSTIBLE
.....	71
3.3.....	MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS
.....	73
3.4.....	MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR MINERO
.....	75
3.5.....	MARCO INSTITUCIONAL PROGRAMAS ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE
.....	77
4. DESCRIPCIÓN DEL MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ENERGÉTICO.....	79
4.1.	MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ELÉCTRICO
.....	79
4.2.	MARCO NORMATIVO DEL SECTOR DE GAS NATURAL
.....	80
4.3.	MARCO NORMATIVO DEL SECTOR DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO
.....	82
4.4.	MARCO NORMATIVO DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS
.....	83

4.5.	MARCO NORMATIVO DEL SECTOR CARBÓN	86
4.6.	MARCO NORMATIVO DEL SECTOR DE ENERGÍAS NO CONVENCIONALES Y PROGRAMAS DE USO RACIONAL DE ENERGÍA.....	87
5.	POLÍTICA Y PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA.....	89
5.1.	PLAN ENERGÉTICO NACIONAL (PEN)	94
5.2.	PLANES DE EXPANSIÓN	99
5.3.	ELABORACIÓN DE ESTUDIOS TÉCNICOS SECTORIALES	101
5.4.	PARTICIPACIÓN DE LA UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME) EN INSTANCIAS SECTORIALES.....	101
5.5.	ACTIVIDADES PERMANENTES DE LA UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME).....	102
6.	SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA.....	104
7.	LECCIONES APRENDIDAS Y RECOMENDACIONES.....	109

RESUMEN EJECUTIVO

En el Estudio de Caso – Colombia se analiza la incidencia de la planeación en el desarrollo del sector energético del país abordando, entre otros, los siguientes aspectos: descripción del sector energético; descripción del marco institucional del sector energético; descripción del marco normativo del sector energético; política energética y planeación energética; y sistema de información energético y herramientas de planificación energética.

En desarrollo de los aspectos mencionados se referencia el marco bajo el cual se rigen y operan los agentes que participan en el sector energético e igualmente, se evalúa en detalle el rol de la instancia institucional de planificación, analizando la operatividad de sus funciones y su interacción con otras instancias institucionales.

Finalmente, se hace un balance sobre las lecciones aprendidas en materia de planificación y se plantean algunas recomendaciones.

El portafolio energético de Colombia es diverso. El país cuenta con todo el espectro de fuentes primarias de energía. No obstante, con excepción del Carbón y en menor medida de la Hidroenergía, no puede afirmarse que el país sea autárquico en relación con las fuentes restantes. Así mismo, aún cuando el país cuenta con infraestructura, conocimiento y experiencia en el manejo de las tecnologías de transformación tradicionales, no sucede lo mismo con los procesos de transformación de tecnologías asociadas con Energías No Convencionales, o con la tecnología Nuclear.

En relación con la vinculación de la variable ambiental en el ámbito energético, si bien, el país registra avances en esta materia, los esfuerzos realizados hasta la fecha no resultan satisfactorios, si se toma como referente el grado de internalización de esta variable en países desarrollados, en los cuales, la preocupación por el cambio climático se constituye en directriz y en algunos casos factor determinante, en la toma de decisiones en el sector energético.

Es en el contexto descrito que Colombia desarrolla el proceso de planeamiento energético, resaltándose la fortaleza del marco institucional y de las instancias sectoriales involucradas en dicho proceso. Como resultado de las reestructuraciones de carácter institucional y normativo que se han implantado en el sector eléctrico y en el sector de gas, así como, en el sector de hidrocarburos y en el sector minero, el sector minero-energético ha conformado una institucionalidad en donde la definición del rol del Estado como rector de política, regulador y empresario mantiene linderos claros, a través de entidades especializadas que le sirven de apoyo.

Con la Constitución Política adoptada por Colombia en 1991, se da inicio a la apertura y liberalización de los mercados, así como, a la promoción de la vinculación de capital privado en los distintos sectores de la economía colombiana.

Los principios establecidos en la Carta Política dan lugar a la reforma y reestructuración del sector minero energético, siendo los lineamientos básicos de los cambios introducidos los siguientes:

- Fortalecer el papel del Estado como Regulador y Controlador de las actividades que desarrollan los agentes en los distintos subsectores;
- Ejercer las funciones de Regulación a través de entidades independientes, en aquellos subsectores con alta participación efectiva, o potencial, de actores privados;
- Ejercer las funciones de Control a través de entidades independientes, o semi-

independientes, en aquellos subsectores con alta participación efectiva, o potencial, de actores privados;

- Incorporar capital privado en los subsectores, sin que sea necesaria la privatización de todas las empresas que desarrollan actividades en dichos subsectores;

- Introducir competencia en aquellos subsectores o segmentos de la industria minero - energética, donde ésta sea posible; y

- Regular aquellos subsectores o segmentos de la industria minero - energética, donde la competencia no sea de hecho posible, o no se considere conveniente.

El Ministerio de Minas y Energía es la máxima instancia institucional en materia de definición de políticas en los sectores de energía y minas, siendo el encargado de adoptar la política nacional en materia de minerales e hidrocarburos y energía eléctrica, así como, la política de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas. En general, tiene a su cargo todas las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales y la totalidad de las fuentes energéticas del país, en concordancia con los planes generales de desarrollo.

En términos generales, la política energética colombiana está orientada a la racionalización de la canasta energética, el aseguramiento del suministro de energía para atender la demanda, el mejoramiento en la calidad y cobertura del servicio, y la administración de los recursos naturales no renovables del país asegurando su mejor y mayor utilización en un contexto de desarrollo sostenible.

En el caso de Colombia, el proceso de planificación energética se realiza en un marco institucional y normativo robusto. Los procesos de reforma y reestructuración de los diferentes subsectores de energía, no implicaron la supresión de la instancia institucional de planeamiento. Por el contrario, fue en el marco de las reformas que se creó la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME), entidad encargada de "...planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con las entidades del sector minero energético, tanto entidades públicas como privadas, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros, producir y divulgar la información minero energética requerida".

Así mismo, y aunque las reformas subsectoriales no se desarrollaron simultáneamente, en cada una de ellas se reforzó el papel sectorial de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), así como sus funciones. Adicionalmente, se dotó a esta entidad de autonomía administrativa y presupuestal, de tal manera que contara con los recursos necesarios para asumir cabalmente las facultades y competencias que le asignó la Ley. Para alcanzar los objetivos de política, el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), desarrolla el proceso de planeamiento sectorial. La función principal de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es establecer los requerimientos minero-energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos minero-energéticos destinados al desarrollo del mercado nacional, con proyección a la integración regional y mundial, dentro de una economía globalizada. Con este fin la UPME elabora y actualiza el Plan Nacional Minero, el Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión del Sector Eléctrico, y los demás planes subsectoriales, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.

En el contexto de una economía mundial globalizada, con sistemas energéticos interdependientes, los países son vulnerables frente a requerimientos de importación de energéticos, eventuales crisis energéticas, incrementos o decrementos inesperados de los

precios, e incertidumbre sobre la garantía de abastecimiento futuro de fuentes primarias y/o secundarias de energía.

El desarrollo socioeconómico de un país, tiene como condición necesaria la disponibilidad de una oferta energética eficiente, segura, competitiva y duradera, razón por la cual la planificación energética se constituye en un instrumento determinante para establecer una matriz energética diversificada que contribuya a disminuir la alta dependencia de los combustibles fósiles y a ampliar la oferta, con base en la identificación de la disponibilidad de fuentes energéticas renovables más limpias, que redunden en beneficios económicos y sociales para los usuarios finales.

No obstante, se identifican algunas debilidades de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en ejercicio de sus funciones, en términos de oportunidad y efectividad. Algunas de las debilidades de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) son atribuibles a causas asociadas con su desempeño, mientras que otras, tienen su origen en el entorno que enmarca dicho desempeño.

A continuación, se plantea una aproximación que pretende identificar las causas de origen interno o externo, que pueden estar afectando los resultados del proceso de planificación energética desarrollado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME):

⇒ Los canales de comunicación entre la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y el MME no son adecuados. Aún cuando, se trata de una entidad adscrita al Ministerio, y éste último ha delegado en la Unidad una serie de funciones relevantes, no siempre es consultada, o no siempre es consultada oportunamente, cuando se trata de la adopción de nuevas políticas energéticas, o el cambio en las mismas.

No existe a nivel legislativo una norma que establezca oficialmente este canal de comunicación, de tal manera que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) sea entidad de consulta previa obligada, o de tal manera que la Unidad deba pronunciarse sobre directrices de política que se pretendan adoptar.

⇒ Los canales de comunicación entre la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y las instancias de regulación de los distintos subsectores no son adecuados. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) no emite concepto sobre las propuestas que las instancias regulatorias plantean adoptar, decisiones que tienen incidencia en la evolución de las variables sectoriales.

Si bien, todos los proyectos regulatorios que se pretenden adoptar, son publicados previamente para someterlos a consulta de todos los interesados, incluyendo gremios sectoriales, empresas y usuarios, y que en ocasiones algunas entidades del Estado se pronuncian sobre los mismos, cuando es de su interés, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) no hace uso de este canal de comunicación que podría coadyuvar a que el planeamiento, la política y la regulación actúen de manera armoniosa.

⇒ Las directrices de planeamiento que se derivan del Plan Energético Nacional (PEN), no siempre son acompañadas de decisiones de política y de decisiones regulatorias, consecuentes con dicho Plan. Cuando los escenarios de política energética considerados en el PEN, no coinciden con desarrollos ulteriores de política energética, debería ajustarse el Plan Energético Nacional.

- ⇒ Si bien, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ha mostrado competencia para efectuar análisis de planeamiento energético de mediano y largo plazo, así como, estudios sectoriales y subsectoriales, no cuenta con recursos humanos suficientes para efectuar análisis, o estudios, que surjan de requerimientos coyunturales. El MME y otras instancias estatales vinculadas al tema energético minero, para la toma de decisiones, requieren de estos apoyos eventuales por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).
- ⇒ Como resultado de las reformas sectoriales, la calidad de la información ha experimentado retrocesos. Si bien, en el caso del subsector eléctrico y el subsector de hidrocarburos es aceptable, no sucede lo mismo en los subsectores restantes. Los agentes argumentan que en contextos competitivos, gran parte de la información que deberían reportar en aras de la confiabilidad del proceso de planeamiento, es estratégica y por lo tanto confidencial.
- ⇒ Aún cuando, en los segmentos competitivos del sector energético, solo se requiere en principio de planeación indicativa, para direccionar la toma de decisiones por parte de los agentes que actúan en el respectivo mercado, los reguladores sectoriales han ido flexibilizando con el tiempo las medidas que impedían la concentración de la propiedad en manos de pocos agentes, adquiriendo muchos de los segmentos potencialmente competitivos, características de monopolios u oligopolios. Los objetivos de estos agentes pueden o no coincidir con los objetivos del país en materia energética. En el caso en que los intereses de los agentes con posición dominante, no coincidan con los requerimientos del país, las instancias hacedoras de política, las instancias reguladoras y la instancia de planificación, no cuentan con instrumentos legales, o normativos, que les permitan intervenir.
- ⇒ El consumo de electricidad y de gas natural de usuarios de bajos ingresos se encuentra subsidiado. Igual sucedía hasta hace poco con los precios de la gasolina y el diesel oil. Estos subsidios distorsionan las señales de precios y afectan las inferencias que pueden derivarse del proceso de planeamiento energético. En la medida en que las políticas en materias de subsidios no son estables, los resultados del planeamiento energético se plantean en un marco de incertidumbre.
- ⇒ En Colombia no existe un régimen tributario neutral, frente a energéticos sustitutos. Las definiciones en materia impositiva, como en el caso de los subsidios, distorsionan las señales de precios y afectan las inferencias que pueden derivarse del proceso de planeamiento energético. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) sería la instancia idónea para evaluar los impactos potenciales sobre la oferta y la demanda de energía, que pudieran derivarse de nuevas disposiciones en materia tributaria.

- ⇒ En Colombia la normatividad ambiental todavía es laxa frente al uso de tecnologías contaminantes, y frente al desarrollo de procesos de producción que no cumplen con estándares internacionales en materia ambiental. Lo anterior, aunado a las decisiones que se adoptan en materia de subsidios y gravámenes al consumo de algunos energéticos, impacta de distintas formas la eficiencia energética y la penetración de fuentes no convencionales de energía. Existen barreras técnicas, económicas, financieras, legales, e institucionales, que han impedido el desarrollo de programas para promocionar el uso de fuentes de energía no convencionales, o programas viables de uso racional de energía.

Con base en la aproximación realizada, se plantean las siguientes recomendaciones:

En Materia Institucional

- ✓ Por vía normativa, establecer los canales de comunicación entre las instancias hacedoras de política y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), cuando se trate de la adopción de decisiones que incidan en el Plan Energético Nacional (PEN).
- ✓ Por vía normativa, establecer los canales de comunicación entre las instancias reguladoras y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), cuando se trate de la adopción de decisiones que incidan en el Plan Energético Nacional (PEN).
- ✓ Someter el “Plan Energético Nacional” a la aprobación del MME. Las directrices de política que se deriven del PEN, deben ir acompañadas de decisiones de política y de decisiones regulatorias, consecuentes con dicho Plan.

En Materia de Información

- ✓ Por vía normativa, establecer la obligación de las instancias institucionales sectoriales y de los agentes que actúan en los diferentes subsectores del sector energético, de suministrarle a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la información que esta entidad solicite. Se deberán establecer definiciones, protocolos y procedimientos para el reporte y captura de la información.

En Materia de Recursos

- ✓ * Proporcionar a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) recursos humanos acordes con la cantidad y relevancia de las funciones asignadas y demás tareas que demanda el Sector Energético por parte de la entidad. En este sentido es importante resaltar que continuamente le han sido delegadas a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) funciones por parte del MME, sin dimensionar los requerimientos de capital y de recursos humanos adicionales.

En Materia de Política

- ✓ Evaluar la política existente en materia de subsidios y gravámenes a los productos energéticos, de tal manera que puedan racionalizarse desde el punto de vista fiscal y desde el punto de vista energético.
- ✓ Evaluar la política existente en lo relacionado con el uso de tecnologías contaminantes, y frente al desarrollo de procesos de producción que no cumplen con estándares internacionales en materia ambiental, de tal manera que puedan desarrollarse en el país programas para promocionar el uso de fuentes de energía no convencionales, o programas viables de uso racional de energía.

- ✓ Evaluar la posibilidad de dotar al MME y a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) con instrumentos que les permitan modificar el esquema de planeamiento indicativo, por un esquema de planeamiento directivo, cuando en aquellos segmentos de la industria controlados por monopolios u oligopolios, la inacción de estos actores pongan en riesgo el abastecimiento de la demanda nacional en el segmento respectivo.

1. INTRODUCCION

En este primer Estudio de Caso se analizará la incidencia de la planeación en el desarrollo del sector energético en Colombia, abordando, entre otros, los siguientes aspectos: descripción del sector energético; descripción del marco institucional del sector energético; descripción del marco normativo del sector energético; política energética y planeación energética; y sistema de información energético y herramientas de planificación energética.

En desarrollo de los aspectos mencionados se referenciará el marco bajo el cual se rigen y operan los agentes que participan en el sector energético e igualmente, se evaluará en detalle el rol de la instancia institucional de planificación, analizando la operatividad de sus funciones y su interacción con otras instancias institucionales.

Finalmente, se hace un balance sobre las lecciones aprendidas en materia de planificación y se plantean algunas recomendaciones.

Con el objetivo de dar contexto al sector energético colombiano, a continuación se consigna información general sobre Colombia:



Capital:	Bogotá.
Población:	44.450.260.
Idioma Oficial:	Español.
Moneda:	Peso (COP \$).
Superficie:	1.141.748 km ² de tierras emergidas y 928.660 km ² de

	áreas marítimas.
Fronteras Terrestres:	Venezuela, Brasil, Perú, Ecuador, Panamá.
Costas:	Océano Atlántico, Océano Pacífico.
Clima:	Tropical, modificado por la altitud.
Biodiversidad:	14-15% de la biodiversidad mundial.
Tasa Alfabetismo:	94.2 %.
División Político Administrativa:	Para la administración del Estado y la representación política, el territorio nacional se divide en departamentos, distritos, municipios y territorios indígenas. En la actualidad el país cuenta con 32 departamentos, 1.101 municipios, 10 distritos (incluido el Distrito Capital de Bogotá), 20 corregimientos departamentales, y 8.059 centros poblados que incluyen caseríos, corregimientos municipales e inspecciones de policía municipales y departamentales. El contenido de la división político-administrativa constituye la información fundamental para el diseño de políticas, provisión de servicios públicos, así como la definición de criterios para la asignación de recursos por parte del Gobierno Central.
Recursos Naturales:	Petróleo, Gas Natural, Carbón, Níquel, Oro, Cobre, Plata, Platino, Esmeraldas.
Vías Férreas en Operación:	1.663 km (2007).
Carreteras:	164.183 km (2007).
Vías Fluviales Navegables:	Total 18.225 km; Navegación Mayor Permanente 7.063.
Aeropuertos y Pistas:	581 (2007).
Puertos Marítimos:	Barranquilla, Buenaventura, Cartagena, Santa Marta, Tumaco y Turbo.
Cobertura Acueducto:	91% Urbana; 55% Rural (Censo 2005).
Cobertura Alcantarillado:	79% Urbana; 28% Rural (Censo 2005).
Teléfonos Fijos:	7.887.300 (Junio de 2008).
Telefonía Celular:	37.854.564 Abonados en Servicio (Junio de 2008).
Servicio de Internet:	1.774.600 de Suscriptores (Junio de 2008).
Alianzas Económicas:	Comunidad Andina de Naciones (con Ecuador, Perú y Bolivia); Grupo de los Tres (con México y Venezuela); Sistema Económico Latinoamericano, SELA, conformado por 25 países más; y Pacto de Cooperación Amazónica.

2. DESCRIPCIÓN SECTOR ENERGÉTICO

El Sector Energético de Colombia se clasifica en los siguientes Subsectores:

- Subsector Eléctrico;
- Sector de Gas Natural;
- Subsector de Gas Licuado del Petróleo;
- Subsector de Hidrocarburos;
- Subsector Carbón; y
- Subsector de Energías No Convencionales.

Si bien, se presentan traslapes entre el Subsector Eléctrico y los restantes Subsectores, así como también, se presentan traslapes entre el Subsector de Gas Natural y el Subsector de Hidrocarburos, el Subsector de Gas Licuado del Petróleo y el Subsector de Hidrocarburos, y entre el Subsector de Hidrocarburos, en lo que corresponde a derivados del petróleo, y el Subsector de Energías No Convencionales, la clasificación que se presenta se soporta en que los Subsectores referenciados, difieren en aspectos institucionales y normativos.

Como los aspectos institucionales y normativos, se desarrollan posteriormente, para facilitar la comprensión del modo en que opera el Sector Energético en Colombia, las fuentes se dividieron en las categorías indicadas.

En los siguientes apartes se describen las características más relevantes de los Subsectores referenciados.

Finalmente, se incluye una sección en la que se describen los “Programas Energía y Medio Ambiente”, por tratarse el Medio Ambiente de una variable transversal.

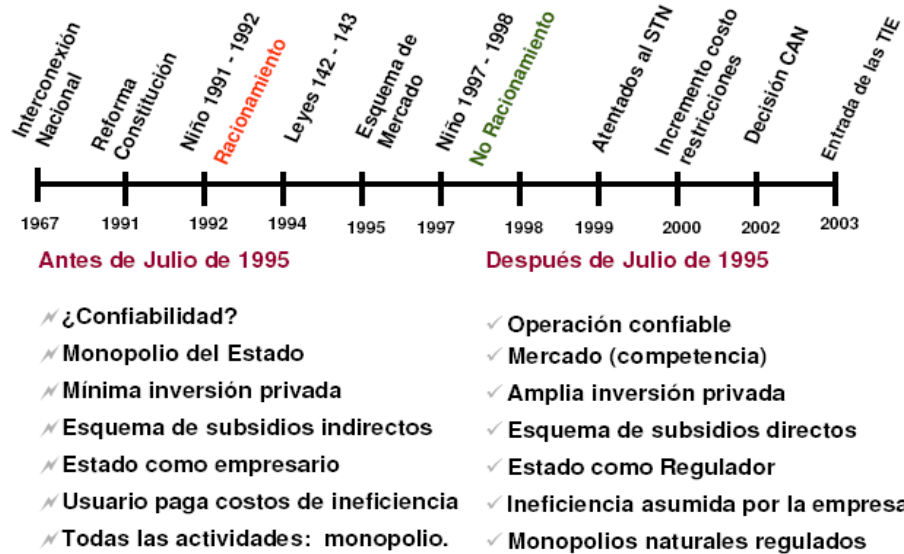
2.1. SECTOR ELÉCTRICO

2.1.1. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Con la promulgación de la Constitución Política de 1991 y de las Leyes 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) y Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica), se establecen nuevas condiciones normativas en el sector eléctrico colombiano, lo que da origen a un nuevo orden basado en la descentralización; la separación de actividades (generación, transmisión, distribución y comercialización); la introducción de competencia (generación y comercialización); la desregulación de un segmento del mercado (usuarios no regulados); y la creación de un esquema institucional en el que se definen claramente las competencias del Estado frente a la industria eléctrica.

Con base en los anteriores lineamientos se abandona el modelo monopolístico de prestación del servicio eléctrico en los segmentos de generación y comercialización, se mantiene el monopolio natural que existe de facto en los segmentos de transmisión y distribución, y se vincula al sector privado en todas las actividades.

EVOLUCIÓN DEL SECTOR



Fuente: XM

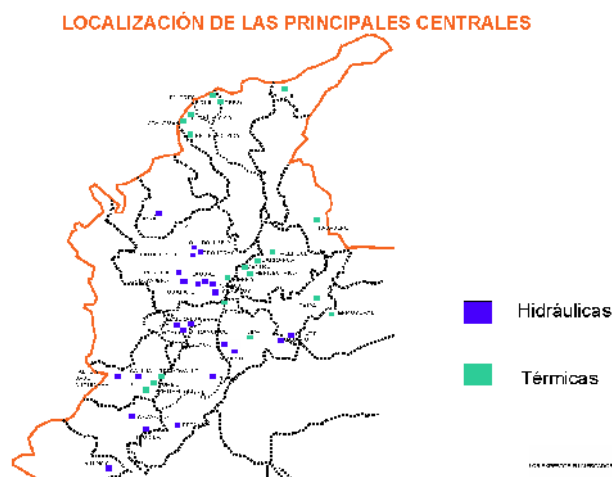
Como resultado de la reforma se constituye el “Mercado Mayorista de Electricidad” y entra en operación la “Bolsa de Energía” el 20 de Julio de 1995. La estructura y composición mercado mayorista se muestra a continuación:

Fuente: XM

Las actividades que se desarrollan en el mercado son las siguientes:

- **GENERACIÓN.** Actividad consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico.

En Colombia se tiene una oferta de electricidad conformada principalmente por centrales hidráulicas y térmicas a gas y a carbón, con una participación mayoritaria de las centrales hidráulicas. La mayoría de las centrales a gas pueden operar con combustible dual, es decir, con gas natural o diesel oil.



Fuente: XM

La capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de 2007 alcanzó un valor de 13.405.7 MW. La capacidad hidráulica representó el 63.6% del total de la capacidad efectiva del SIN, la térmica el 32.1% y menores y cogeneradores el 4.3%.

Capacidad Efectiva Neta - Diciembre 31 de 2007		
Tipo de Recurso	MW	%
Hidráulica	8.525.0	63.6%
Térmica	4.298.0	32.1%
Gas	3.598.0	26.8%
Carbón	700.0	5.2%
Menores	558.2	4.2%
Hidráulica y Térmica	539.8	4.0%
Eólica	18.4	0.1%
Cogeneradores	24.5	0.2%
Total SIN	13.405.7	100.0%

Fuente: XM

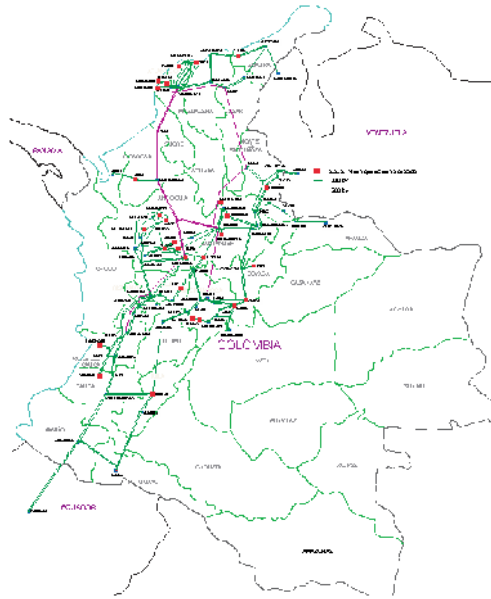
La generación total del Sistema durante el mismo período fue de 53.624.1 GWh, de los cuales el 78.0% fue generado con plantas hidráulicas, el 16.9% con unidades térmicas (11.4% con a gas y 5.4% a carbón) y el 5.1% con generación de plantas menores, cogeneradores y eólica.

Generación de Energía - 2007		
Tipo de Recurso	GWh	%
Hidráulica	41.822.6	78.0%
Térmica	9.041.5	16.9%
Gas	6.137.8	11.4%
Carbón	2.903.7	5.4%
Menores	2.687.4	5.0%
Hidráulica y Térmica	2.637.5	4.9%
Eólica	49.9	0.1%
Cogeneradores	72.6	0.1%
Total Generación SIN	53.624.1	100.0%

Fuente: XM

En la actualidad operan en el mercado 44 agentes generadores.

- **TRANSMISIÓN.** Actividad consistente en el transporte de energía eléctrica a través del conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.



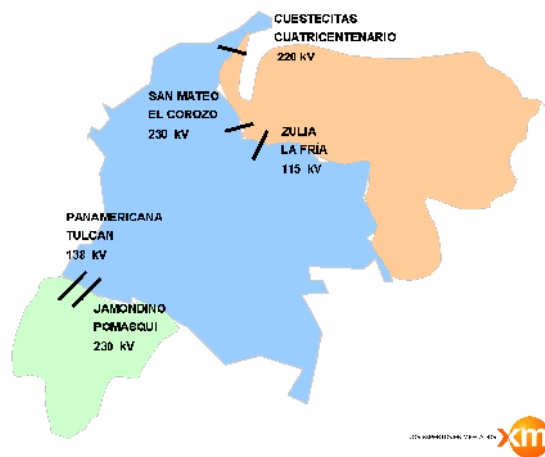
Fuente: UPME

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) al cierre de 2007 estaba conformado por 14.079 km de líneas, 11.680 km a 220-230 kV y 2.399 km a 500 kV.

La capacidad total de transformación de 220-230 kV a tensiones inferiores, registró al finalizar el 2007 un valor de 13.187.5 MVA. En cuanto a la capacidad de transformación de 500 kV a tensiones inferiores, ésta alcanzó un valor de 7.170.0 MVA.

En la actualidad actúan en el mercado 11 agentes transmisores o propietarios de activos de transmisión.

Colombia cuenta en la actualidad con una capacidad de exportación de 285 MW hacia Ecuador y de 336 MW hacia Venezuela. Así mismo, puede importar desde dichos países, 215 MW y 205 MW respectivamente.



Fuente: XM

- **DISTRIBUCIÓN.** Actividad de transportar energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV.

Los Sistemas de Distribución se clasifican en Sistemas de Transmisión Regional (STR) y Sistemas de Distribución Local (SDL). Los STR están constituidos por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensión nominal mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV (nivel de tensión 4). Por su parte los SDL están compuestos por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 57.5 kV (nivel de tensión 3: tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57.5 kV; nivel de tensión 2: tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV; y nivel de tensión 1: tensión nominal menor a 1 kV).

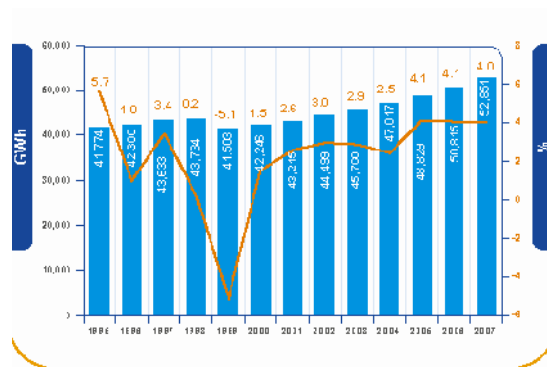
Al cierre de 2007, el país contaba con 9.940.8 km de líneas a nivel de tensión 4 (STR) y 10.982.2 MVA de capacidad de transformación desde este nivel de tensión a tensiones inferiores.

En la actualidad actúan en el mercado 32 agentes distribuidores conectados al Sistema Interconectado Nacional.

- **COMERCIALIZACIÓN.** Actividad consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta en el mismo mercado o a los usuarios finales, regulados o no regulados, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico.

En la actualidad actúan en el mercado 75 agentes comercializadores.

El comportamiento de la demanda de electricidad en la última década, se muestra en el siguiente gráfico:



Fuente: XM

Al considerar la demanda promedio diaria, ésta registró en 2007 un valor de 144.8 GWh/día. El máximo valor día que se presentó fue de 159.8 GWh/día. La demanda comercial fue 53.663.6 GWh. De esta demanda 52.787.0 GWh corresponden a la demanda doméstica y 876.6 GWh a las exportaciones a Ecuador.

El perfil de la demanda diaria de electricidad durante el 2007 fue el siguiente:

Fuente: XM

Con relación a la demanda máxima de potencia, ésta alcanzó un valor de 9.093 MW. El comportamiento mensual y anual de dicha demanda fue el siguiente:

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Máxima Anual
Demanda máxima 2007	8,420	8,500	8,500	8,515	8,505	8,411	8,373	8,411	8,614	8,764	8,838	8,955	8,773
Demanda máxima 2006	8,113	8,114	8,165	8,113	8,196	8,074	8,225	8,225	8,473	8,474	8,447	8,472	8,752
Porcentaje de crecimiento	3.2%	5.0%	7.1%	1.6%	3.3%	7.2%	1.3%	1.6%	2.4%	3.7%	7.6%	3.8%	3.6%
Día Máximo Potencia	V 30/01/07	M 05/02/07	J 10/03/07	M 05/04/07	M 05/05/07	M 05/06/07	L 05/07/07	J 05/08/07	M 05/09/07	M 05/10/07	M 05/11/07	M 05/12/07	
Día Máximo Potencia	20	20	20	20	20	20	20	20	19	19	20	20	20

Fuente: XM

Con relación a la demanda regulada y no regulada, se destaca que esta última alcanzó los 17.087.7 GWh durante el año referenciado. Es decir, representa el 32.4% de la demanda total doméstica. La distribución de usuarios no regulados por niveles de tensión es la siguiente:

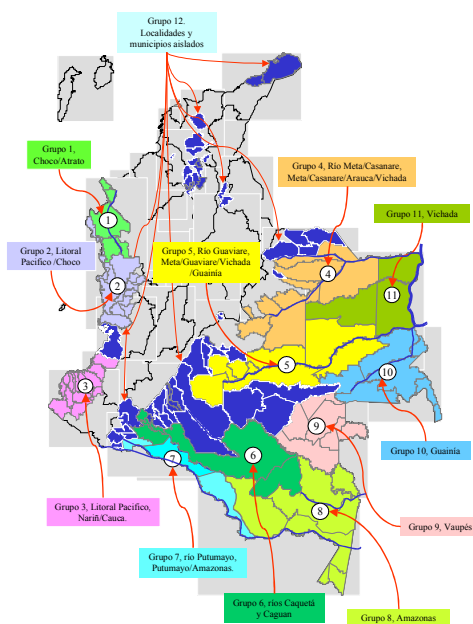
Usuarios No Regulados	
Nivel 1	295
Nivel 2	3.091
Nivel 3	846
Nivel 4	71
STN	1
TOTAL	4.304

Fuente: XM

Finalmente, la demanda comercial de las fronteras de usuarios regulados que cambiaron de Comercializador durante el 2007, ascendió a 959.0 GWh. Como proporción de la demanda total doméstica esta demanda fluctuó entre 1.7% y 1.9% durante el año. En proporción a la demanda regulada total del año (35.422.2 GWh) esta demanda representó entre el 2.5% y el 2.8%. En Colombia tanto los usuarios no regulados, como los regulados, pueden escoger libremente el Comercializador que los sirve. La única diferencia es que mientras los usuarios no regulados pactan libremente el precio de suministro con su Comercializador, a los usuarios regulados el Comercializador debe aplicarles un precio resultante de una fórmula tarifaria.

2.1.2. ZONAS NO INTERCONECTADAS

Las Zonas No Interconectadas se clasifican 13 Grupos, 12 Grupos ubicados en Territorio Continental y 1 Grupo ubicado en Territorio Insular (Islas de San Andrés y Providencia).



Fuente: IPSE

Los 12 Grupos Continentales abarcan el 66% del Territorio Nacional, 16 Departamentos, 4 Capitales Departamentales y 1.132 Municipios o Localidades.

A través de soluciones energéticas fuera de red, o soluciones aisladas, se cuenta con 200 MW instalados (principalmente Plantas Diesel y marginalmente Mini-Centrales Hidroeléctricas y Celdas Fotovoltaicas) que sirven a cerca de 118.000 usuarios, a través de 91 entes prestadores del servicio, de los cuales 43 corresponden a empresas formalmente registradas.

El nivel de cobertura del servicio es cercano al 30%, siendo la población total de estas Zonas de aproximadamente 1.800.000 habitantes.

2.2. SECTOR DE GAS NATURAL

El desarrollo de la industria del gas natural en Colombia es reciente. Si bien hubo consumos limitados del hidrocarburo desde los años 50, su uso masivo se inició a mediados de los años 70 con el aprovechamiento del gas descubierto en la región de la Costa Atlántica de Colombia (en los campos ubicados en La Guajira) con el fin de sustituir Fuel Oil exportable que se consumía entonces en la generación térmica de la Costa Atlántica.

En 1991, como resultado de directrices de política, se da inicio al denominado “Plan de Masificación del Gas Natural”, con el objeto de optimizar el aprovechamiento de las reservas de este recurso y diversificar la matriz de consumo energético de Colombia. A partir de este programa se aceleró el desarrollo del sistema de transporte y distribución del gas natural, generándose altas tasas de crecimiento de la demanda. La sostenibilidad del Plan tal y como fue diseñado, se basó en la disponibilidad de infraestructura de transporte y en la puesta en operación de proyectos de generación térmica en distintas regiones del país.

El mayor proyecto de transporte de gas natural fue emprendido por ECOPETROL, empresa estatal que a través de contratos BOMT emprendió la ejecución de los principales gasoductos que conducirían el gas desde la Costa Atlántica hacia el Interior del país. Una vez construidos los proyectos, se constituyó la empresa ECOGÁS, también estatal, a la que fue transferida la infraestructura a un costo inferior al costo efectivo de las obras. La medida anterior tuvo como objetivo facilitar la penetración del gas, asumiendo el Estado a través de ECOPETROL, parte del costo de la infraestructura¹.

Cabe resaltar que a raíz del racionamiento de energía eléctrica que se registró entre 1992 y 1993, como resultado del “Fenómeno del Niño”, se determinó un cambio en las directrices de expansión de la capacidad de generación, fijándose como objetivo, el cambio en la composición hidrotérmica del parque de generación. Se buscaba disminuir la dependencia del sector de las centrales hidroeléctricas e incorporar al parque de generación unidades térmicas a gas. Los subsidios en transporte, que se reflejaron en los primeros contratos de suministro y transporte de gas natural, suscritos por las nuevas térmicas, jalaron el proceso de penetración del gas durante la fase inicial del “Plan de Masificación del Gas Natural”.

La política descrita se complementó con la constitución del denominado “Fondo Cuota de Fomento”, cuyos recursos provienen del cobro de un impuesto a los remitentes del servicio de transporte. El destino de los recursos del Fondo es la cofinanciación de proyectos de expansión de los ramales² del Sistema de Transporte. Así mismo, con cargo a recursos de este Fondo, en conjunto con recursos provenientes del “Fondo de Regalías”³, se subsidia

¹ En el 2006 se constituyó la empresa TGI S.A. E.S.P., a la que, una vez capitalizada a través de un proceso licitatorio, le fueron transferidos todos los activos de ECOGÁS. Se espera que el subsidio implícito que se aplicó a las tarifas de transporte durante esta etapa inicial de desarrollo del sector de gas, desaparezca en el próximo período tarifario.

² Gasoductos marginales que se derivan de la red troncal.

³ Regalías provenientes de la explotación petrolera.

entre el 20% y el 30% del costo de la conexión al servicio de gas de los usuarios residenciales de menores ingresos.

Como en el caso del sector eléctrico, con la expedición de la Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios), se introducen reformas sustanciales al marco normativo del sector de gas natural. Aún cuando, la regulación de la cadena de prestación del servicio up-stream, permanece como facultad y competencia del legislativo y el ejecutivo, se adopta para los segmentos de la industria down-stream un marco institucional de intervención estatal, similar al definido para el sector eléctrico.

Nuevamente, como en el caso eléctrico, se establece la separación de actividades en la industria de gas (producción-comercialización, transporte, distribución-comercialización y comercialización); se plantea la introducción de competencia (producción-comercialización y comercialización); y la desregulación de un segmento del mercado (usuarios no regulados).

- **PRODUCCIÓN-COMERCIALIZACIÓN.** Actividad de quien, siendo un Productor de Gas Natural, enajena a título oneroso su producción, total o parcialmente, en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, directamente a Usuarios No Regulados, a Comercializadores, Distribuidores u otros Agentes que lo requieran. Se entiende que existe Comercialización cualquiera sea la forma contractual mediante la cual se enajene el gas.

La definición de una estructura sectorial pro competencia, no se ha traducido en la práctica en el desarrollo de la misma. En la actualidad el sector gas se caracteriza en el up-stream por la existencia de un mercado incipiente donde existen pocos productores-comercializadores. De hecho, los agentes que explotan comercialmente los dos principales campos de producción (La Guajira y Cusiana), tienen vinculación económica por tener un socio común.

La estructura de la oferta, caracterizada como se indicó, por una concentración de la producción de gas natural en pocos agentes, la mayoría vinculados económicamente entre sí, hace que en las transacciones de compra venta de gas, los productores con posición dominante fijen las condiciones económicas de dichas transacciones. La renta asociada con los subsidios que el Estado aplicó a la infraestructura de transporte de gas, aún vigentes, ha sido capitalizada por los productores.

Existen a la fecha 20 campos productores de gas natural: los ya mencionados (La Guajira y Cusiana), dos campos de tamaño medio (Gibraltar y La Creciente), siendo los campos restantes marginales, ya sea por su tamaño, o por que se encuentran en declinación (Piedemonte, Montañuelo, Arianna, Opón, Cerrito, Abanico, Lisama, Provincia, Yaruguí y Cantagallo, Gala y Llanito, Cira Infantas, Toqui – Toqui, Maná, Payoa, Don Pedro y Monserrate y Guepajé.

La evolución de las reservas de gas en el país es la siguiente:

AÑO	RESERVAS DE GAS NATURAL (GPC)			RELACION R/P (Años)
	RESERVAS ⁽¹⁾	PRODUCCION	INCORPORACION	
2007	7,084	266	0	26.6
2006	7,349	248	8	29.6
2005	7,527	236	552	31.8
2004	7,212	224	364	32.1
2003	6,688	211	-113	31.7
2002	7,187	220	-40	32.7
2001	7,489	218	563	34.4
2000	6,188	210	-243	29.5

Nota ⁽¹⁾: De las cuales 3.746 corresponden a Reservas Probadas
Fuente: ANH

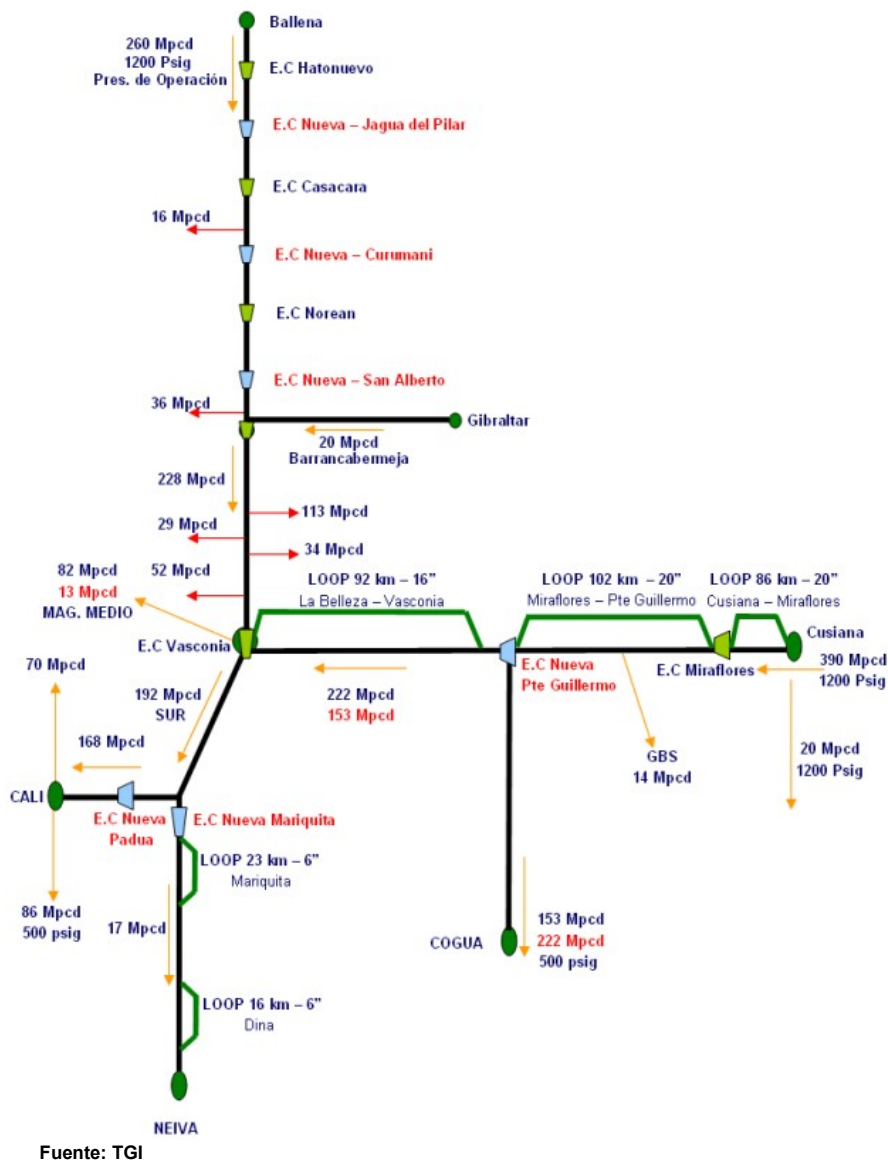
- **TRANSPORTE.** Conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las Puertas de Ciudad, Sistemas de Distribución, Usuarios No Regulados, Interconexiones Internacionales o Sistemas de Almacenamiento.

El Sistema Nacional de Transporte (SNT) es predominantemente radial y está compuesto por subsistemas, siendo los principales el de la Costa Atlántica y el del Interior:



Fuente: TGI

MAPA TOPOLOGICO PROYECTOS DE EXPANSION



En la actualidad existen 8 agentes transportadores actuando en el mercado, siendo los principales TGI (Sistema Interior) y PROMIGAS (Costa Atlántica).

- **DISTRIBUCIÓN.** Es una red de gasoductos que transporta gas combustible desde un sitio de acopio de grandes volúmenes, o desde un sistema de transporte o gasoducto hasta las instalaciones del consumidor final, incluyendo su conexión y medición.

En Colombia el servicio de distribución se clasifica en Áreas de Servicio No Exclusivo y Áreas de Servicio Exclusivo (ASE), estas últimas corresponden a concesiones otorgadas por el Estado para el desarrollo de mercados que no habían sido cubiertos por iniciativa de inversionistas privados, la Ley 142 de 1994 determinó que por motivos de interés social y con el propósito de que la utilización racional del recurso gas natural permitiera la expansión y cobertura del servicio a personas de menores recursos, el Ministerio de Minas y Energía podría otorgar Áreas de Servicio Exclusivo.

El 24 de Julio de 1997 y el 18 de Mayo de 1998 se adjudicaron las siguientes ASE:

- Zona Occidente: Norte del Valle, Quindío, Risaralda y Caldas.
- Zona Centro Oriente: Centro y Tolima y Altiplano Cundiboyacense.

Los concesionarios de estas Áreas, cosa que no sucede con las Área de Servicio No Exclusivo, tienen obligaciones en materia de ampliación de la cobertura del servicio. Como resultado, se han tendido redes para el suministro de gas natural en 73 municipios, de los cuales 62 se encuentran gasificados. Existen actualmente 210.838 viviendas conectadas. Adicionalmente, un potencial de 198.000 viviendas puede acceder próximamente al servicio.

Al cierre del tercer trimestre de 2008, el número de municipios y usuarios con servicio de gas natural en el país, era el siguiente:

	Municipios	Residenciales	Comerciales	Industriales	Total Usuarios
Alcanos de Colombia	70	327,752	2,528	92	330,372
Gasorienté	9	169,960	6,030	43	176,033
Gases de Barrancabermeja	4	41,478	441	-	41,919
Gases de Occidente	27	599,188	8,951	284	608,423
Gases de La Guajira	26	59,412	798	28	60,238
Gases del Caribe	89	577,217	10,208	615	588,040
Gases del Cusiana	5	31,296	836	10	32,142
Gases del Oriente	4	67,034	81	4	67,119
Gases del Quindío	8	72,288	1,048	21	73,357
Gas del Risaralda	7	99,816	1,670	39	101,525
Gas Natural	3	1,487,319	30,448	447	1,518,214
Gas Natural Cundiboyacense	57	160,388	4,164	77	164,629
Gas Natural del Centro	5	78,625	1,342	67	80,034
Gas Natural del Cesar	21	41,614	235	64	41,913
Empresas Públicas de Medellín	10	394,216	4,319	998	399,533
Llanogas	12	99,449	1,970	23	101,442
Madigas Ingenieros	6	8,798	104	1	8,903
Metrogas	1	57,966	339	6	58,311
Surtigas	54	436,448	5,008	346	441,802
Gasur	9	2,913	56	-	2,969
Espigas	1	1,172	36	-	1,208
Promesa	1	780	12	-	792
Publiservicios	5	659	23	-	682
Proviservicios	4	4,482	47	5	4,534
Nacional de Servicios Públicos	1	1,242	51	-	1,293
Servigas	3	124	1	-	125
Ingeobras	7	273	-	-	273
Surgas	7	13,042	12	-	13,054
Enerca	7	4,880	31	-	4,911
Edalgas	3	3,879	27	-	3,906
TOTAL	466	4,843,710	80,816	3,170	4,927,696

Fuente: MME

Treinta (30) agentes prestan el servicio de distribución de gas natural en Colombia.

- **COMERCIALIZACIÓN.** Actividad consistente en la compra de gas natural y su venta en el mercado o a los usuarios finales no regulados, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector.

Se define como usuario no regulado el consumidor de más de 100.000 PCD.

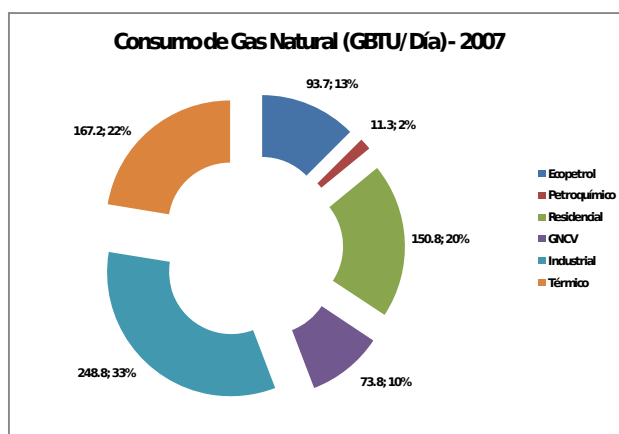
En el sector de gas natural, al contrario de lo que sucede con el sector eléctrico, no se permite al usuario regulado elegir al Comercializador del servicio. Por directriz de política, únicamente cuando el mercado alcance niveles competitivos, se permitirá la libre elección del prestador del servicio por parte de pequeños consumidores.

Durante el 2008, se comercializaron en el país 879 MMPCD. Como se muestra a continuación, el 96% del gas natural es comercializado por ECOPETROL y sus Asociados:

COMERCIALIZACIÓN GAS NATURAL MMPCD	2008											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Promedio
Ecopetrol - Asociados	796	827	840	857	865	815	814	837	916	880	841	879
Contratos ANH	28	35	35	40	35	36	27	35	29	35	44	
TOTAL	824	862	875	897	900	851	841	872	945	915	885	

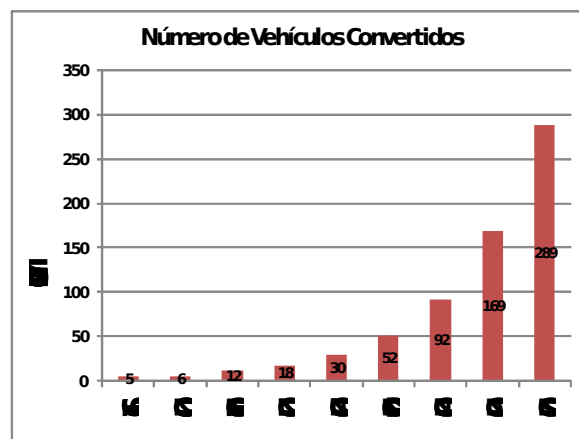
Fuente: ANH

La distribución del suministro de gas natural, por sectores de consumo es la siguiente:



Fuente: NATURGAS

No obstante, la distribución se ve afectada por la demanda de gas del sector termoeléctrico, cuyos consumos dependen de la situación hidrológica del sector eléctrico.



Fuente: MME

Así mismo, se destaca el ritmo de penetración del gas natural en el sector de transporte, con cerca de 300 mil vehículos convertidos, principalmente vehículos de servicio público.

Exceptuando a los Productores y Distribuidores, existen registrados en el mercado 13 Comercializadores. De estos últimos, cuatro (4) son generadores termoeléctricos, mientras los diez (9) restantes son comercializadores puros. Algunos de estos comercializadores puros actúan tanto en el sector de gas natural como en el sector eléctrico.

2.3. SECTOR DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO

La Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios), como en el caso del sector eléctrico y del sector de gas natural, estableció nuevas condiciones normativas para la prestación del servicio público de gas licuado del petróleo (GLP). Los mismos principios y directrices de política rigen para los tres (3) sectores mencionados.

La cadena de prestación del servicio se subdivide en cinco (5) actividades, que se describen a continuación:

- **GRAN COMERCIALIZADOR.** Empresa de servicios públicos que produce o importa GLP para el suministro al por mayor a Comercializadores Mayoristas.

Al cierre de 2007 el sector contaba además de ECOPETROL con tres (3) nuevos Grandes Comercializadores: GAS MOCAM, PACIFIC OIL & GAS y TURGAS, cuya participación en el mercado es marginal alcanzando aproximadamente el 1% de la producción total (3 millones de galones al año), manteniendo ECOPETROL su posición monopolística. La producción total de GLP fue de 324 millones de galones.

El 86.3% de GLP producido en Colombia proviene de la refinería de Barrancabermeja, un 9.8% tiene origen en la refinería de Cartagena, un 2.9% del producto se genera en Apiay y el 1% restante es producido en los pozos de Rancho Hermoso y Toqui- Toqui que pertenecen a las empresas GAS MOCAM y TURGAS respectivamente. El pozo La Punta operado por la empresa PACIFIC OIL & GAS no reportó producción en el 2007.

Durante el primer semestre del año se exportaron 5.4 millones de galones de GLP a países como Haití, Panamá, Honduras y Jamaica.

La calidad del GLP suministrado durante el 2007 fue en promedio de 19.598 BTU/Libra. La refinería con la mejor calidad promedio de GLP fue Cartagena con 19.628 (BTU/Libra), seguida de Barrancabermeja con 19.616 (BTU/Libra) y Apiay con 19.544 (BTU/Libra).

- **TRANSPORTADOR.** Empresa que desarrolla la actividad de transporte de GLP a través de poliductos, propanoductos, vehículos-tanque y planchones en el caso de transporte fluvial, y llega hasta las plantas almacenadoras de los Comercializadores Mayoristas.

La red de poliductos y propanoductos cuenta con 764 kilómetros y se encuentra a cargo de ECOPETROL. Dicha red interconecta la principal refinería, o punto de producción, y las terminales de entrega. El sistema de transporte cuenta actualmente con nueve (9) terminales de entrega.



Fuente: CREG

Cabe resaltar que la infraestructura de transporte de GLP por ductos es limitada, de allí que el libre acceso a la misma está condicionado a la disponibilidad de capacidad adicional sobre la capacidad contratada, así como, a la viabilidad técnica del respectivo suministro.

- **COMERCIALIZADOR MAYORISTA.** Empresa de servicios públicos que almacena, maneja y suministra GLP a granel a Distribuidores, y su entrega la efectúa generalmente a través de vehículos-tanque.

En Colombia, la actividad de comercialización mayorista es ejercida por un total de veintisiete (27) agentes, quince (15) de ellos ejercen de forma integrada la actividad de Distribución. Ubicados en los distintos puntos de entrega del sistema de transporte,

cuentan con treinta y cuatro (34) plantas almacenadoras.

Además de los puntos de entrega de la red de transporte, los Comercializadores Mayoristas reciben producto en Cartagena y Apiay.

Durante el 2007, el mayor volumen de GLP fue entregado a los Comercializadores Mayoristas en el terminal de Facatativá (88 millones de galones), seguido por la terminal de Yumbo (44 millones de galones) y la terminal de Puerto Salgar (30 millones de galones). En estas tres terminales se comercializó el 80% del GLP para consumo doméstico.

En las once (11) terminales de abastecimiento de GLP, se comercializaron aproximadamente 202.6 millones de galones de este energético en el 2007.

- **DISTRIBUIDOR.** Empresa de servicios públicos que maneja, envasa y suministra GLP a usuarios, a través de cilindros y tanques estacionarios en fase líquida, o a través de una red local en fase gaseosa.

Esta actividad es desarrollada por cien (100) empresas que hacen presencia en 979 municipios. Veintidós (22) de ellas venden cerca del 55% del volumen total de GLP consumido en el país.

Los volúmenes de ventas durante 2007 llegaron a 324 millones de galones. En la actualidad las ventas de GLP a través de cilindros superan las ventas en tanques estacionarios con una proporción de 82% y 18% respectivamente.

Desde sus inicios, el sector de GLP ha presentado debilidades como la informalidad, el ejercicio de prácticas restrictivas a la competencia, la entrada de empresas con poco capital y capacidad técnica y el anonimato algunas de ellas, fomentado por el sistema operativo actual de distribución de GLP basado en un “Cilindro Universal”, lo que dificulta las labores de vigilancia y control en materia de la responsabilidad de un Distribuidor frente al producto envasado.

Recientemente, a través de la Ley 1151 de 2007 (Plan Nacional de Desarrollo), se introdujo el principio de responsabilidad de marca para la distribución del servicio de GLP, de tal manera que sea posible identificar el prestador del servicio público quien debe responder por la calidad y seguridad del combustible distribuido. En el mercado nacional hay alrededor de seis millones de cilindros de gas propano.

2.4. SECTOR DE HIDROCARBUROS

En el sector de hidrocarburos se han presentado diferentes reformas que coinciden con los ciclos que experimenta este sector a nivel mundial, pero que también han respondido a coyunturas internas.

En el 2003, con la expedición del Decreto 1760 se puso en marcha la reestructuración más significativa que ha experimentado el sector en épocas recientes. Las características de esta reforma se resumen a continuación:

- Se escindió de la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL, la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación y la administración de los activos no estratégicos representados en acciones y participaciones en sociedades.

- Se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), con entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con el objetivo de administrar las áreas hidrocarburíferas de la Nación y asignarlas para su exploración y explotación. La Agencia tiene entre sus funciones las siguientes: i) Evaluar el potencial hidrocarburífero del país; ii) diseñar, promover, negociar, celebrar, hacer seguimiento, y administrar los nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación; iii) diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de la exploración y explotación de hidrocarburos y divulgarlas de acuerdo con las mejores prácticas internacionales; iv) apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos y en la elaboración de los planes sectoriales; v) administrar la participación del Estado, en especie o en dinero, en los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los nuevos contratos de exploración y explotación; vi) administrar y disponer de los bienes muebles e inmuebles que pasen al Estado por finalización de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, o por reversión de concesiones vigentes; y vii) fijar los volúmenes y el precio del petróleo de concesión que los explotadores deben vender para la refinación interna.
- Se organiza ECOPETROL como sociedad pública por acciones, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. Los objetivos de la empresa son entre otros, los siguientes: i) la exploración y explotación de las áreas vinculadas a todos los contratos celebrados hasta el 31 de diciembre de 2003, las que hasta esa fecha estén siendo operadas directamente y las que le sean asignadas por la ANH; ii) la exploración y explotación de hidrocarburos en el exterior, directamente o a través de contratos celebrados con terceros; iii) la refinación, el procesamiento y cualquier otro proceso industrial de los hidrocarburos y sus derivados, en instalaciones propias o de terceros, en el territorio nacional y en el exterior; iv) la distribución de hidrocarburos, derivados y productos en el territorio nacional y en el exterior; v) el transporte y almacenamiento de hidrocarburos, derivados y productos, a través de los sistemas de transporte propios y de terceros, en el territorio nacional y en el exterior, con la única excepción del transporte comercial de gas natural en el territorio nacional; y vi) la comercialización nacional e internacional de gas natural, de petróleo, sus derivados y productos.

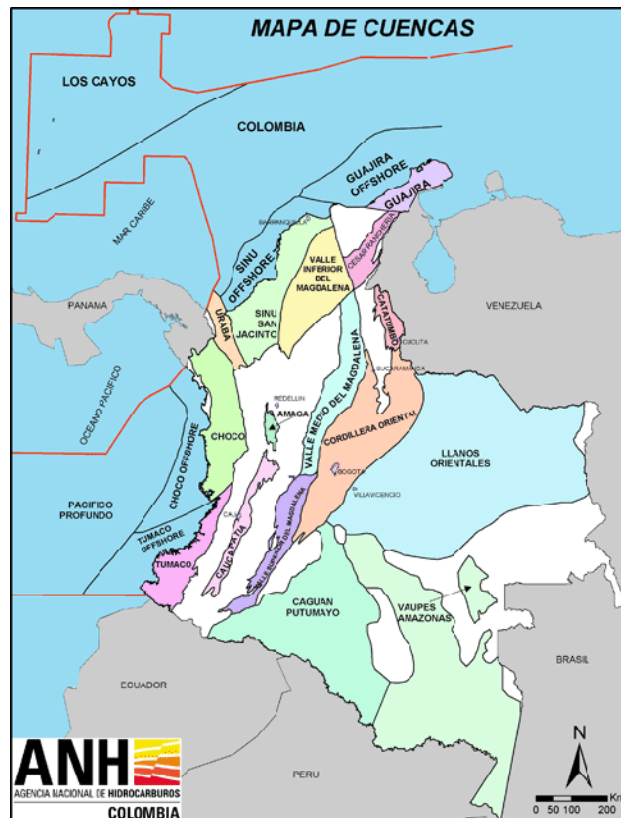
Entre los objetivos de la reforma se buscaba que ECOPETROL fuera más competitiva, separando su doble rol de entidad reguladora y empresa petrolera. Por esta razón se dispuso que únicamente se dedicara a explorar, producir, transportar, refinar y comercializar hidrocarburos, es decir, trabajar exclusivamente en el negocio petrolero en todas las fases de la cadena, compitiendo en igualdad de condiciones con otras compañías del sector.

De esta forma, se transfiere a la Agencia Nacional de Hidrocarburos la función de administrador y regulador del recurso hidrocarburífero de la Nación.

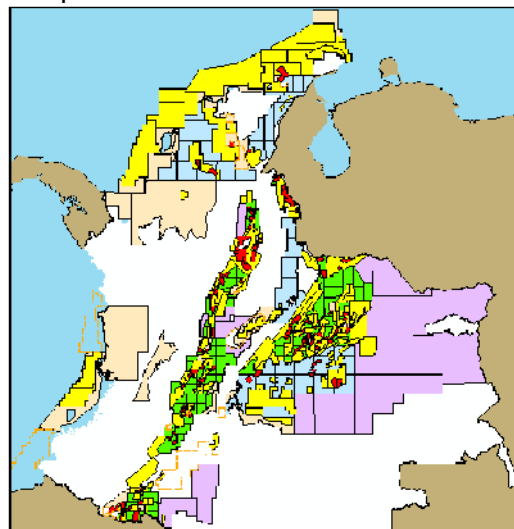
Otro cambio destacado fue la adopción del nuevo Contrato de Regalías, Impuestos y Derechos, que reemplazó el Contrato de Asociación. Este modelo contempla tres etapas diferentes y separadas: exploración, evaluación y explotación, cuya duración está alineada con los estándares internacionales y genera una participación para el Estado de entre el 50 y 60%.

La organización del sector de hidrocarburos, en lo referente a los segmentos que componen la cadena de prestación del servicio se describe a continuación:

- **EXPLORACIÓN.** El territorio colombiano se encuentra clasificado en 23 Cuencas Sedimentarias:



El estado de las áreas en Colombia se representa gráficamente en el Mapa de Tierras. En él se muestran las áreas que se encuentran en exploración y explotación y las áreas disponibles para la celebración de contratos en las diferentes cuencas sedimentarias del país.



Fuente: ANH

Áreas en Exploración (bloques de color amarillo): son aquellos sobre los cuales se realizan trabajos de exploración.

Áreas en Evaluación Técnica (bloques de contorno morado): son aquellos sobre los cuales se realizan trabajos de evaluación asignados por la ANH.

Áreas en Explotación (bloques de color rojo): son aquellos en los cuales se adelantan labores de explotación de hidrocarburos.

Áreas Disponibles (bloques de color blanco y contorno naranja): son aquellas áreas disponibles para contratación.

Los resultados de las actividades exploratorias durante el período 2007 – 2008 se presentan a continuación:

ACTIVIDAD EXPLORATORIA	2007			2008		
	META	AVANCE	% EJECUCION	META	AVANCE	% EJECUCION
CONTRATOS	30	54	180%	30	37	123%
EXPLORACION Y PRODUCCION E&P		44			24	
EVALUACION TECNICA TEAs	-	10		-	13	
ADQUISICION SISMICA (km 2 D equivalente)	5.745	9.970	174%	7.058	14.705	208%
POZOS EXPLORATORIOS A-3	40	70	175%	40	80	200%

Fuente: ANH

- **PRODUCCIÓN.** El estado actual y la evolución reciente de las Reservas de Crudo, así como la Producción de este hidrocarburo, se muestran a continuación:

AÑO	CRUDO			
	RESERVAS PROBADAS (MMbbls)	PRODUCCION (MMbbls)	INCORPORACION (MMbbls)	RELACION R/P (Años)
2007	1.358	194	142	7.0
2006	1.510	193	249	7.8
2005	1.453	192	165	7.6
2004	1.478	193	124	7.7
2003	1.542	198	105	7.8
2002	1.632	211	114	7.7
2001	1.842	221	90	8.4
2000	1.972	251	-68	7.9

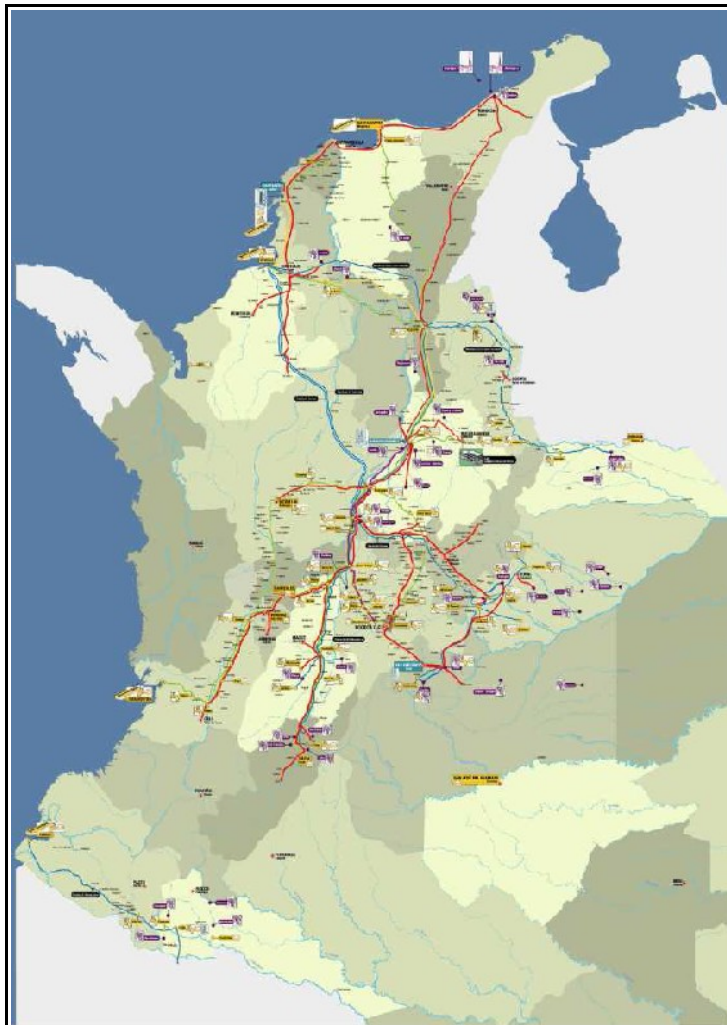
Fuente: ANH

Durante el 2008, la producción de crudo del país alcanzó los 587 KBD. Como se muestra a continuación, el 96% del crudo es producido por ECOPETROL y sus Asociados:

Año 2008 PRODUCCIÓN CRUDO KBD	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Promedio
Ecopetrol - Asociados	543	549	549	552	561	563	566	571	580	587	590	587
Contratos ANH	13	15	14	16	18	22	22	32	30	35	34	
Producción Crudo Total	556	564	563	568	579	585	588	603	610	622	624	

Fuente: ANH

En el siguiente gráfico se presenta la infraestructura integrada del sector de hidrocarburos con que cuenta el país:



Fuente:



ECOPETROL

- **REFINACIÓN.** ECOPETROL integra dentro de sus actividades el proceso de transformación de hidrocarburos y abastece la demanda y el consumo nacional de combustibles y petroquímicos.

En 2007 la carga de refinación fue de 309.9 mil barriles de crudo diarios, en las Refinerías de Barrancabermeja (229.5 kbpd) y Cartagena (80.3 kbpd), esta última en sociedad con la firma GLENCORE.

Estas dos refinerías suplen la producción nacional de combustibles que permite atender la demanda del país y la salida de productos de exportación.

En Colombia operan, adicionalmente, dos pequeñas refinerías en Orito y Apiay (6 mil barriles diarios), también propiedad de ECOPETROL, que producen combustibles para uso local.

Complejo Industrial de Barrancabermeja

Negocio: Refinación de Crudo y Petroquímica.
Capacidad Instalada: 250 kbpd.
Producción: Gasolina Motor (Corriente y Extra), Bencina, Cocinol, Diesel, Queroseno, Jet-A, Avigás, Gas Propano, Combustóleo, Azufre, Ceras Parafínicas, Bases Lubricantes, Polietileno de Baja Densidad, Aromáticos, Asfaltos, Alquilbenceno, Ciclohexano, Disolventes Alifáticos.

Refinería de Cartagena

Negocio: Refinación de Crudo.
Capacidad Instalada: 80 kbpd.
Producción: Gasolina Motor, Destilados Medios, Gas Propano, Combustóleo.

- **TRANSPORTE.** ECOPEPETROL cuenta con una red de 8.500 kilómetros de poliductos y oleoductos, que van desde los centros de producción hasta las refinerías y puertos en los océanos Atlántico y Pacífico.

Cuenta además con 53 estaciones desde las que se bombea crudo y productos por la geografía colombiana, además de sus centros de almacenamiento.

El sistema de transporte principal de oleoductos y poliductos converge en los Terminales de Coveñas y Santa Marta, en el Atlántico, y Buenaventura y Tumaco, en el Pacífico.

Los principales oleoductos trabajan, en la actualidad, a un 60% de su capacidad operativa. ECOPEPETROL cuenta con oferta de servicios de transporte multimodal, a través de oleoductos, poliductos, buque-tanques.

Para atender la operación de la red, esta se encuentra dividida en 5 regiones o zonas, con la siguiente distribución geográfica:

Zona o Región	Negocio	Área
Caño Limón-Coveñas	Transporte de Crudo	Arauca, Norte, Coveñas
Andina	Transporte de Combustibles	Llanos y Sabana
Caribe	Transporte de Combustibles	Pozos Colorados, Sucre
Magdalena	Transporte de Crudo y Combustibles	Galán, Vasconia
Occidente	Transporte de Combustibles	Antioquia, Valle, Caldas

Fuente: ECOPEPETROL

De los sistemas existentes de oleoductos cabe destacar los siguientes:

Oleoducto Caño Limón-Coveñas

Tiene 770 kilómetros de longitud y a través de él se transportan los crudos producidos en el campo Caño Limón (Arauca).

Oleoducto del Alto Magdalena

Transporta los crudos que se obtienen en el Valle Superior del Magdalena y en el cual Ecopetrol participa con el 49%.

Oleoducto Colombia

Tiene 481 kilómetros y conecta la estación de Vasconia con el Puerto de Coveñas. Ecopetrol tiene el 42.5% de participación.

Oleoducto Central (Ocensa)

Con 790 kilómetros de longitud, transporta fundamentalmente los crudos del piedemonte llanero (Cusiana- Cupiagua) hasta el terminal marítimo de [Coveñas](#).

Oleoducto Trasandino

Con 306 kilómetros, transporta petróleo desde Ecuador hasta el puerto de [Tumaco](#), sobre el Océano Pacífico.

Los principales indicadores del sistema de transporte son los siguientes:

Indicador	Medida del Indicador	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Volumen de Crudo Transportado	Miles de Barriles por Día Calendario	392.5	426.6	445.2	443.8	471.1	516.6
Volúmenes de Refinados Transportados	Miles de Barriles por Día Calendario	143.9	152.2	155.1	159.4	180.7	193.8
Hurto de Hidrocarburos	Barriles por Día Calendario	7.270	5.777	2.942	1.601	942	561

Fuente: ECOPETROL

- **COMERCIALIZACIÓN.** ECOPETROL comercializa en el mercado internacional sus excedentes de petróleo provenientes de los yacimientos de Cusiana, Caño Limón, Castilla Blend, Vasconia, South Blend y productos derivados, entre los que se destacan el Fuel Oil No. 6, la Nafta Virgen, la Nafta Craqueada, y Turbocombustible, entre otros.

En el mercado nacional comercializa combustibles como la Gasolina Regular y el Diesel Oil, entre otros. Además ofrece productos petroquímicos como Disolventes Alifáticos, Aromáticos, Parafinas, Polietileno, Asfaltos y Azufre.

Al cierre de 2007, las ventas nacionales de los principales productos derivados fueron las siguientes:

VENTAS MERCADO NACIONAL (Barriles/Mes) - 2007				
	Gasolina Corriente	Gasolina Extra	Diesel Corriente	Diesel Extra
ZONA NOROCCIDENTE				
ATLANTICO	677.847	140.529	1.996.666	97
BOLIVAR	708.292	93.145	1.136.136	1.114
CORDOBA	633.793	39.034	658.378	
LA GUAJIRA	232.559	9.207	65.785	
MAGDALENA	218.357	17.178	870.504	
SAN ANDRES	67.937	2.543	18.768	
SUCRE	290.290	10.794	211.459	
SUBTOTAL	2.829.076	312.431	4.957.695	1.211
ZONA NORORIENTE				
BOYACA	818.554	12.511	1.338.779	43.322
CESAR	579.609	24.382	2.200.729	
N. DE SANTANDER	230.029	13.591	667.489	
SANTANDER	1.032.792	75.425	1.366.057	1.748
SUBTOTAL	2.660.984	125.908	5.573.053	45.069
ZONA CENTRO				
ANTIOQUIA	3.936.738	577.826	4.091.809	1.676
BOGOTA D.C	5.867.037	226.584	205.286	4.310.146
CALDAS	552.346	18.610	472.835	38

VENTAS MERCADO NACIONAL (Barriles/Mes) - 2007				
	Gasolina Corriente	Gasolina Extra	Diesel Corriente	Diesel Extra
CUNDINAMARCA	2.129.192	73.943	2.548.846	498.447
QUINDIO	359.633	11.362	304.886	
RISARALDA	640.047	27.212	480.659	9
TOLIMA	782.811	33.160	1.419.824	10.648
SUBTOTAL	14.267.804	968.696	9.524.145	4.820.963
ZONA SUROCCIDENTE				
CAUCA	560.005	6.186	444.344	
CHOCO	221.575	1.114	323.501	
HUILA	623.003	33.462	658.601	1
NARIÑO	1.053.266	7.409	745.427	
PUTUMAYO	193.490	796	137.678	
VALLE	3.361.536	135.694	3.463.463	86
SUBTOTAL	6.012.873	184.662	5.773.015	87
ZONA SURORIENTE				
AMAZONAS	42.799		22.691	
ARAUCA	85.096	557	159.450	
CAQUETA	337.947	7.391	135.740	
CASANARE	222.455	3.890	488.144	3.276
GUAINIA	6.194		4.186	
GUAVIARE	88.474	192	36.326	224
META	629.667	22.191	886.862	18.985
VAUPES	1.347		2.116	
VICHADA	11.790		12.898	
SUBTOTAL	1.425.770	34.222	1.748.412	22.485
Barriles/Día	74.307	4.442	75.345	13.360
TOTAL PAIS	27.196.506	1.625.919	27.576.321	4.889.815

Fuente: ECOPETROL

- **DISTRIBUCIÓN.** Se consideran tres (3) tipos de categorías en la distribución de derivados del petróleo: Gran Distribuidor Mayorista, Distribuidor Mayorista y Distribuidor Minorista.

Gran Distribuidor Mayorista: Se entiende por Gran Distribuidor Mayorista a ECOPETROL.

Distribuidor Mayorista: Toda persona natural o jurídica que, a través de una planta de abastecimiento construida con el cumplimiento de los necesarios requisitos técnicos, legales y de seguridad, almacene y distribuya al por mayor combustibles líquidos derivados del petróleo, con excepción del gas licuado del mismo (GLP).

Distribuidor Minorista: Toda persona natural o jurídica que expendia directamente al consumidor, combustibles líquidos derivados del petróleo y/o gaseosos, excepto gas licuado del mismo (GLP), por intermedio de estaciones de servicio propias o arrendadas.

Los Distribuidores Mayorista que operan en el país son: TERPEL, EXXONMOBIL, PETROBRÁS, CHEVRONTEXACO, BRIO, PETRÓLEOS DEL MILENIO, C.I

PETROCOMERCIAL y GREEN OIL.

La mayoría de las empresas mencionadas también actúan como Distribuidores Minoristas, en conjunto con otros agentes privados.

2.5. SECTOR CARBÓN

En el año 2001 Colombia adoptó, a través de la Ley 685 de 2001 un nuevo Código de Minas, cuyo objetivo era facilitar la incorporación de capital privado en el sector. Según disposición de la Ley, el Estado renunciaba a ser empresario minero, pero continuaba participando en el sector en su papel de vendedor de acceso a áreas con expectativas mineras.

Los actores del desarrollo minero en el país son los inversionistas, los empresarios u operadores de proyectos, y por la necesaria interacción, las comunidades de las localidades mineras y las entidades territoriales.

En lo que respecta al sector del carbón, Colombia cuenta con este recurso tanto en la costa norte, como en el interior del país. Colombia cuenta con reservas y recursos medidos de 7.064 millones de toneladas y un potencial de 16.993 millones de toneladas de carbones térmicos y coquizables. Aproximadamente el 75% del total de recursos y reservas de carbón están localizados en la zona caribeña y el 25% en los departamentos del interior del país:

Actualmente existen 8 zonas (distritos) de explotación carbonífera con reservas de carbón de diferentes tipos:

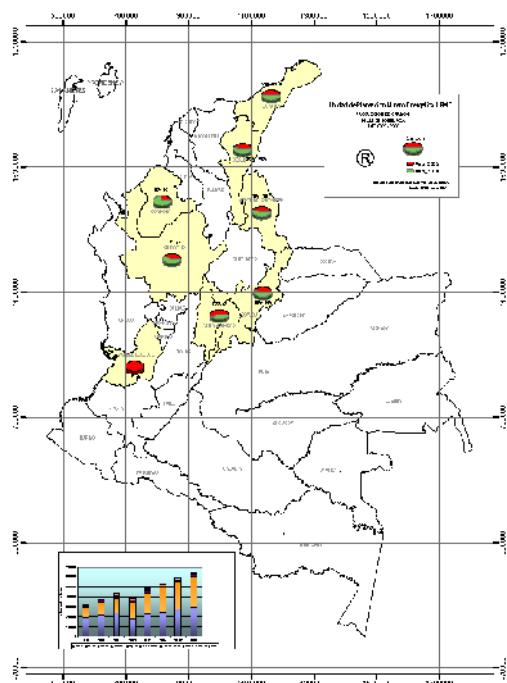
Zona (Distrito)	Departamentos	Tipos de Carbón	Reservas medidas Millones de toneladas
BARRANCAS	La Guajira	Térmico	3.933.30
LA JAGUA DE IBIRICO	Cesar	Térmico	2.035.40
ZULIA	Santander, Norte de Santander	Antracita Térmico Metalúrgico	175.77
PAZ DEL RÍO	Boyacá	Térmico Metalúrgico	170.37
ZIPAQUIRÁ	Cundinamarca	Antracita Térmico Metalúrgico	263.23
MONTELÍBANO	Córdoba, Norte de Antioquia	Térmico	381.00
AMAGÁ	Antioquia, Antioquia, Caldas	Térmico	90.06
JAMUNDÍ	Valle del Cauca, Cauca	Térmico	41.45
TOTAL			7.063.58

Fuente: MINERCOL

Los principales centros de explotación están ubicados al noreste del país en los

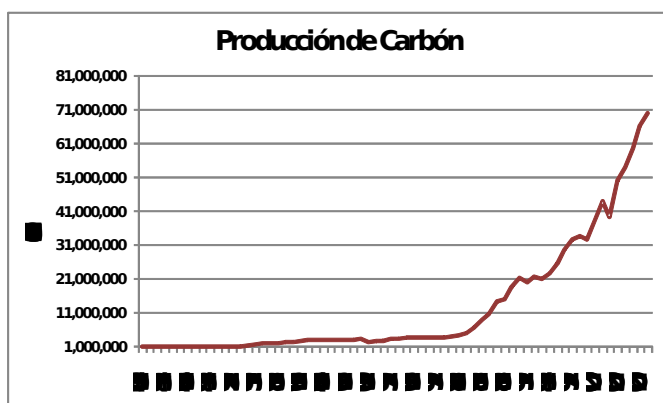
Departamentos de La Guajira y Cesar. En esta zona se encuentra Cerrejón, la operación minera de carbón de exportación a cielo abierto más grande del mundo.

El carbón colombiano en general tiene bajo contenido de cenizas, alto contenido de volátiles, bajo contenido de sulfuro y alto valor calorífico.



Fuente: UPME

La evolución de la producción de carbón se presenta en la siguiente gráfica:



Fuente: UPME. MME (1940-1990). MINERCOL LTDA. INGEOMINAS

La producción nacional ha crecido notablemente en los últimos veinte años, incentivada principalmente por la ejecución de grandes proyectos con destino a la exportación, realizados por inversionistas extranjeros como DRUMMOND, EXXON, BHP BILLITON, GLENCORE INTERNATIONAL, AMCOAL y RIO TINTO.

Durante el último quinquenio, el 93% de la producción de carbón del país tuvo como destino las exportaciones, siendo el quinto exportador de carbón térmico del mundo. Los principales importadores del carbón colombiano son USA y Europa.

La mayor parte de las exportaciones colombianas se realizan a través de Puerto Bolívar, el mayor terminal carbonífero de América. Las demás ventas de carbón hacia el exterior se efectúan a través del Puerto de Buenaventura en el Océano Pacífico, el Puerto de Santa Marta y varios puertos ubicados en el Lago de Maracaibo en Venezuela, en el Océano Atlántico:

Puerto - Terminales	Ubicación	
Puerto Bolívar	Dehiá Monte - La Guajira	Costa Atlántica
Prodeco	Puerto Zúñiga - Magdalena	
Terminal de Drummond	Umagá - Magdalena	
Terminal de Carbosán	Santa Marta - Magdalena	
Terminal Colclinker	Dehiá de Cartagena - Bolívar	
Terminal de Cementos de Carioe	Derrenquilla - Atlántico	
Puerto de Buenaventura		Costa Pacífica
(Ecodesarrollo Portuario Regional)	Buenaventura - Valle del Cauca	
Puerto de Buenaventura - Muelle 1C (Socotec Grupo Portuario)	Buenaventura - Valle del Cauca	
Puerto Santander	Puerto de Santander - Norte de Santander	Venezuela
Puerto seco de Cúcuta	Cúcuta - Norte de Santander	

Fuente: UPMEX (2004)

Al cierre de 2007 la producción registró un máximo histórico, situándose en 69.911.245 toneladas. En el 2008, la producción experimentó una reducción, alcanzando 55.186.765 toneladas.

La distribución y el destino de la producción en el último quinquenio, se presenta en la siguiente gráfica. Se discrimina la producción por departamento, por empresa (cuando resulta relevante), y se especifica el destino de la producción según sea el mercado doméstico o el mercado internacional:

CARBÓN (Toneladas)	
ANTIOQUIA	TODAS LAS EMPRESAS
BOYACA	TODAS LAS EMPRESAS
CASANARE	TODAS LAS EMPRESAS
CAUCA	TODAS LAS EMPRESAS

CESAR	
-------	--

Fuente: INGEOMINAS

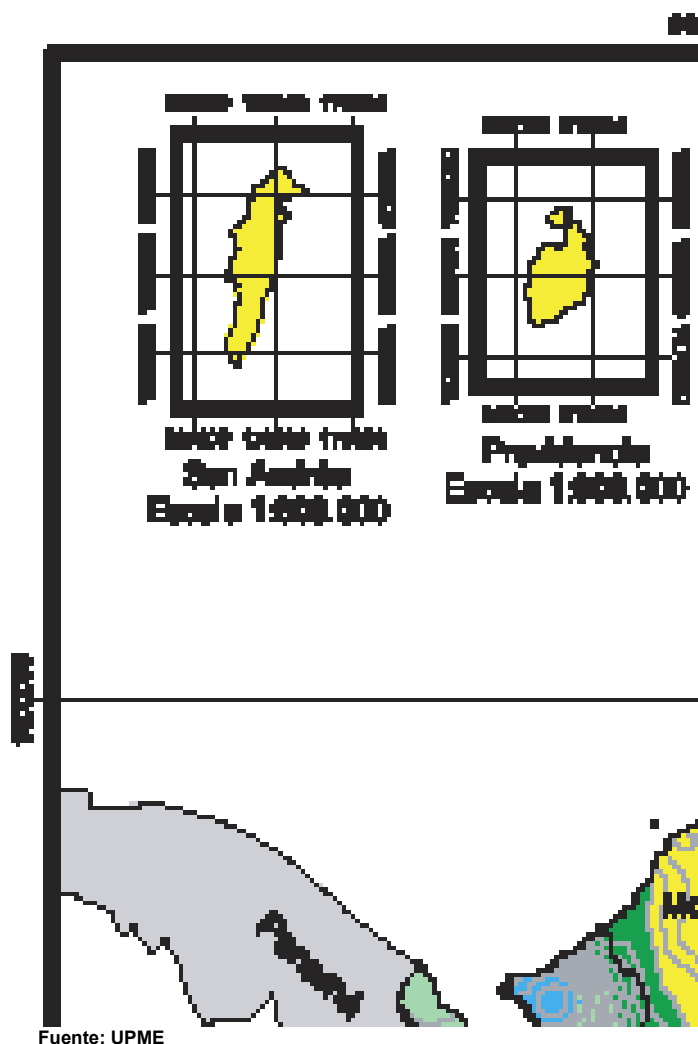
- CARBOANDES S.A.
- CARBONES DE LA JAGUA
- CARBONES DEL TESORO S.A.
- CARBONES SORORIA LTDA - AREA SORORIA
- C.I. PRODECO S.A.
- COMPAÑIA CARBONES DEL CESAR
- COMPAÑIA CARBONES DEL CESAR S.A.
- CONSORCIO MINERO UNIDO S.A.
- DRUMMOND LTD - AREA LA LOMA
- EMCARBON S.A.
- LA JAGUA COAL COMPANY
- NORCARBON S.A. - AREA LA DIVISA

CORPORACION

2.6. SECTOR ENERGÍAS NO CONVENCIONALES

2.6.1. ENERGÍA SOLAR

En general, Colombia tiene un buen potencial energético solar en todo el territorio, con un promedio diario multianual cercano a 4.5 kWh/m² (destacándose la península de La Guajira, con un valor promedio de 6.0 kWh/m² y la Orinoquia, con un valor ligeramente inferior), propicio para un adecuado aprovechamiento.



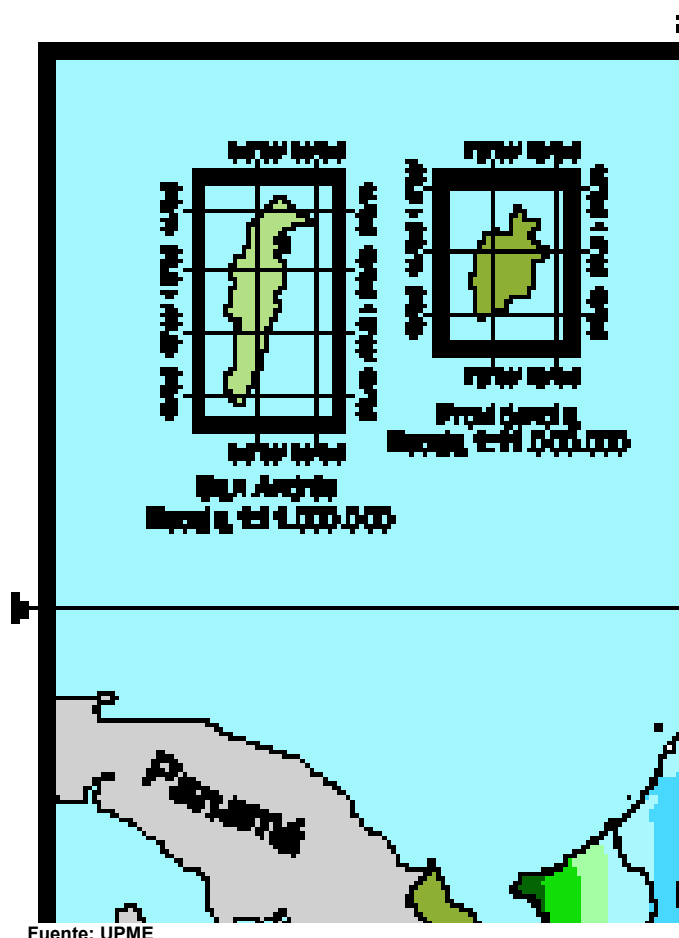
No obstante lo anterior, el país no ha desarrollado una política ortodoxa y coherente que incentive el aprovechamiento de este recurso energético.

Con excepción del uso de celdas fotovoltaicas en las Zonas No Interconectadas, que ha sido el resultado de proyectos piloto o de programas de cooperación internacional, y con excepción de algunos proyectos privados que usan la energía solar para el calentamiento de agua, a esta fuente de energía no se le ha dado relevancia a nivel sectorial.

2.6.2. ENERGÍA EÓLICA

El Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia es una colección de mapas que muestra la distribución espacial del viento en superficie y el potencial eólico de Colombia. En el siguiente mapa se presenta la Velocidad Media del Viento en Superficie, lo que permite tener conocimiento sobre las zonas del país donde podría ser más aprovechable este

recurso natural para dar soluciones a necesidades energéticas:



El análisis espacial mostró que en algunos sectores de Colombia prevalecen vientos con intensidades iguales o superiores a 5 m/s y persistentes a lo largo del año. Existe un buen potencial de energía eólica a lo largo de la Península de La Guajira, la Isla de San Andrés, Sectores de Boyacá y, Centro del Litoral Caribe en el Departamento de Bolívar.

En otros sectores del país, aunque no se presenta la misma persistencia de vientos en el ciclo anual, sí la hay en determinadas épocas del año, especialmente en Zonas de Norte de Santander, Límites entre Risaralda, Quindío y Tolima, Límites entre Cundinamarca y Boyacá, Límites entre Cundinamarca, Tolima y Huila sobre la Región Andina, así como sobre el Piedemonte Llanero y Casanare en los Llanos Orientales.

Localmente, se destacan 6 lugares de Colombia donde las intensidades del viento son importantes para el aprovechamiento del recurso eólico:

- Tres (3) sitios donde los vientos son persistentes y superiores a 5 m/s durante todo el año: Galerazamba en el Departamento de Bolívar, Gachaneca en el Departamento de Boyacá y la Isla de San Andrés en el Caribe colombiano; y
- Tres (3) sitios donde las velocidades son persistentes pero en el rango entre los 4 y 5 m/s: La Legiosa en el Huila, la Isla de Providencia en el Mar Caribe y Riohacha en La Guajira.

En Colombia EEPPEM desarrolló el proyecto de generación eléctrica conocido como Parque

Eólico JEPÍRACHI, ubicado en la Península de La Guajira:



Fuente: EEPPM



Fuente: EEPPM

El proyecto tiene las siguientes características:

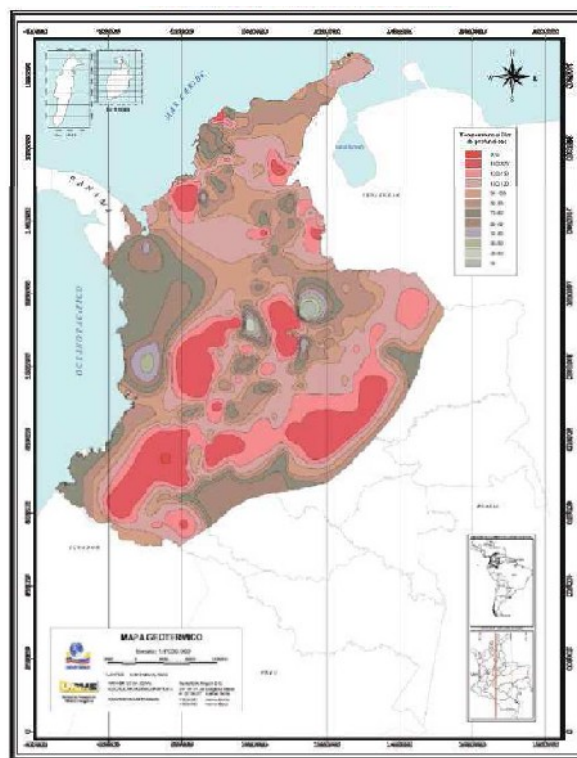
- Entrada en Operación Comercial en Marzo de 2004.
- Proyecto Piloto.
- Potencia Nominal Total: 19.5 MW.
- Número de Aerogeneradores: 15.
- Potencia de cada Aerogenerador: 1,3 MW.

- Diámetro de Aspas: 60 m.
- Altura de Torre: 60 m.
- Costo: USD 27.9 millones.
- Primer Proyecto MDL en el país

2.6.3. ENERGÍA GEOTÉRMICA

Colombia no ha explotado su potencial geotérmico, sin embargo se han hecho algunos esfuerzos por desarrollarla desde hace aproximadamente 30 años. En 1997 fue perforado el primer pozo geotérmico en las Nereidas; en ese mismo año, el Instituto de Investigación e Información Geocientífica (INGEOMINAS), emprendió una exploración geotérmica del volcán, comenzando con geología, vulcanología y geoquímica. Esos estudios preliminares indicaron la posibilidad de un yacimiento que opera a unas temperaturas entre 200 °C y 250 C° en un estrato maduro del volcán.

A partir de la información recolectada y procesada por INGEOMINAS de las características de los yacimientos termales y datos de temperatura en pozos petroleros, se construyó el mapa geotérmico de Colombia. Este mapa constituye una herramienta de ayuda para determinar el potencial de utilización tanto directa como indirectamente de los recursos geotérmicos, tanto para los entes gubernamentales como para los privados:



Fuente: UPME

Estudios a nivel de reconocimiento realizados por OLADE en 1982, demostraron que Colombia posee varias áreas de interés geotérmico con suficiente potencial para permitir la

- (i) el Sur del Departamento de Nariño, próximo a la frontera con Ecuador, el cual incluye los campos geotérmicos más importantes el país: Azufral de Túquerres, Cumbal, Chiles-Cerro Negro y Galeras;
- (ii) el Área Central, alrededor del Volcán Nevado del Ruiz, la cual incluye los campos de Las Nereidas, Laguna del Otún y Machín; y
- (iii) el Área de Paipa en el Departamento de Boyacá, cerca de Bogotá, cuyos aprovechamientos serían más adecuados para usos directos del vapor que para generación de electricidad.

El único documento reciente que aborda el tema de la energía maremotriz, es la Tesis de Grado “Estudio del Potencial en Colombia para el Aprovechamiento de la Energía No Convencional de los Océanos”, desarrollada por Rafael Ricardo Torres Parra para la Facultad de Oceanografía Física de la Escuela Naval de Cadetes Almirante Padilla, en el 2003.

En la siguiente gráfica se presenta en mapa mundial, con valores calculados para el flujo de energía en diferentes lugares:



57

A pesar de este resultado preliminar, en la Tesis de Torres Parra se calcula el flujo de energía máximo en las costas colombianas. A falta del equipo que permite contar con información cuantificable, el autor recurre a otras fuentes como el uso de satélites y bases de datos internacionales alimentadas por boyas climatológicas y programas de observación meteorológica por buques en ruta a lo largo de todo el mundo.

Para determinar la altura de las olas en las diferentes regiones litorales del país, utiliza el Atlas de Young, basado en información del satélite de la Armada de Estados Unidos GEOSAT, recopilada entre Noviembre de 1986 y Marzo de 1989. Este satélite capturó mediciones de la altura de olas, velocidad del viento y nivel de la superficie del agua cada 6.5 kilómetros sobre su recorrido.

Con relación a la costa colombiana, el Atlas referencia dos elementos en el Pacífico y cuatro elementos en el Caribe. El elemento de la grilla con mayor potencial para la generación eléctrica, indicaría la región del litoral colombiano con mayor factibilidad para desarrollar este tipo de proyectos.

Como resultado del análisis de los elementos de la costa colombiana considerados en la grilla, se encontró que Colombia cuenta con las condiciones oceanográficas y morfológicas necesarias al sur occidente de la Isla de San Andrés para la explotación de la energía del gradiente térmico del océano, con capacidad para generar electricidad suficiente para satisfacer completamente las necesidades de la Isla.

Los elementos restantes no cumplían con los niveles de flujo de energía mínimos requerido (15 kWm^{-1}) para generar electricidad eficientemente con la tecnología actual.

2.6.5. BIOMASA

A través de la Ley 693 de 2001 se dictaron normas sobre el uso de alcoholes carburantes, creando estímulos para su producción, comercialización y consumo. Esta Ley estableció la obligatoriedad de incorporar componentes oxigenados para su uso en los combustibles. Así mismo, a través de la Ley 939 de 2004 se dictaron normas para el estímulo, producción y comercialización de Biodiesel de origen vegetal, o animal, para uso en motores diesel.

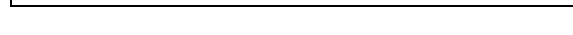
Complementando las directrices trazadas por las leyes citadas, en las Leyes 788 de 2002 y 863 de 2003 (Reformas Tributarias), se introdujeron exenciones impositivas sobre el consumo de Bioetanol y Biodiesel, así como otras exenciones.

Con relación a las materias primas y mezclas, Colombia ha sido uno de los países más agresivos en la promoción de la producción de Biocombustibles. Las mezclas de Biocombustibles fijadas por el Ministerio de Minas y Energía son de carácter obligatorio y los niveles fijados para las mismas se encuentran entre los más altos a nivel mundial:

Mezcla	Cobertura de la Mezcla	Fecha
E10	Bogotá, Barranquilla, Cali, Medellín	Septiembre de 2005
	Bucaramanga, Cartagena, Cúcuta, Pereira	Septiembre de 2006
B5	Todo el país	Enero de 2008
B10	Todo el país	Enero de 2010
E20	Vehículos Nuevos	Enero 2012
B20	Vehículos Nuevos	Enero 2012

Fuente: MME

Aunque los objetivos de mezcla no se han cumplido rigurosamente en los años previstos, los programas vienen desarrollándose en esa dirección. Cabe anotar que el país ha optado por la promoción de estos energéticos a través de estímulos a la oferta (producción) y no a la

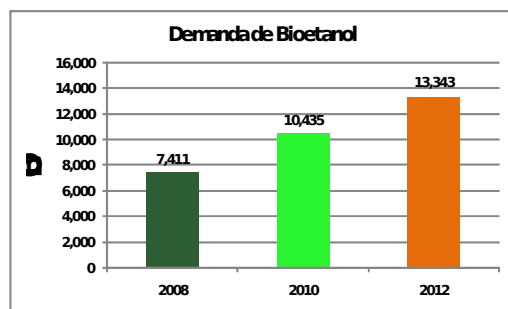


primer Departamento en entrar a producir Etanol para reemplazar el 10% de la gasolina que establece la normatividad del país, y la meta es llegar a reemplazar el 20%. En estos momentos, las áreas destinadas a la obtención de Etanol son insuficientes, razón por la cual es necesario realizar los estudios del caso para habilitar otras zonas potenciales. Teniendo en cuenta las proyecciones de siembra, entre 78.000 y 115.000 hectáreas, se hace necesario abrir nuevas zonas de producción, ya que en las que actualmente se han destinado para este uso, no se podrían incrementar las áreas de producción, por estar completamente copadas.

Lo caña se puede cultivar desde 0 hasta 2.000 metros, siendo la altura óptima entre 1.000 y 1.600 metros sobre el nivel del mar, con temperaturas entre 26 °C y 27 °C, con un rango entre 20 °C y 30°C, existiendo una oscilación de temperatura entre el día y la noche mayor de 5 °C, para la producción de azúcar.

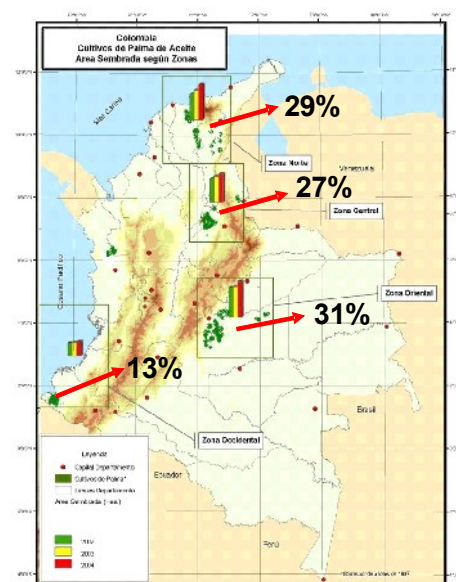
La demanda actual de Bioetanol se presenta a continuación:





Fuente: ECOPETROL
 E10 ■ E15 ■ E20 ■

Con relación al Biodiesel, Colombia, como se mencionó, cuenta con grandes extensiones dedicadas al cultivo de Palma de Aceite:



Fuente: Federación Nacional de Biocombustibles

La demanda actual de Biodiesel se presenta a continuación:

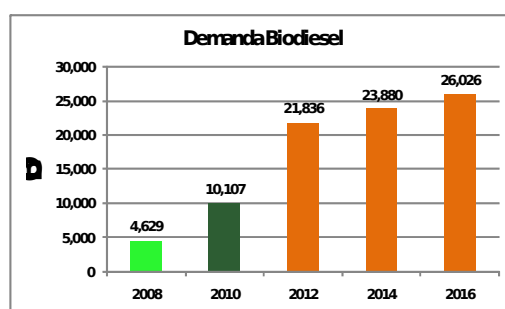


Fuente: ECOPETROL

Demanda de Diesel

Demanda de Biodiesel B5

Se espera que la demanda de este energético se incremente en un 54% promedio anual al 2016:



Fuente: ECOPETROL

B5

B10

B20

En la actualidad existen las siguientes plantas, o proyectos de plantas, de producción de Bioetanol y Biodiesel en el país:

PLANTAS DE BIOETANOL

#	Planta	BDC	Operación
1	Incauca - Valle	1887	Operando
2	Providencia - Valle	1572	Operando
3	Manuelita - Valle	1572	Operando
4	Mayaguez - Valle	944	Operando
5	Risaralda	629	Operando
6	Sicarare - Valle	377	Operando
7	Tuta - Boyacá	2076	En Estudio
8	Riopaila - Valle	1887	Jun 09
9	ECB - Atlántico	1887	En estudio
10	Bioenergy - Meta	2076	Dic 11
11	Merhav - Magdalena	1887	En Estudio

Fuente: MME

PLANTAS DE BIODIESEL

#	Planta	BDC	Operación
1	Oleoflores - Cesar	1093	Operando
2	Odin - Magdalena	787	IV Trim 08
3	BSC - Magdalena	2187	IV Trim 08
4	Bio D - Cundinamarca	2187	IV Trim 08
5	Biocastilla - Meta	656	I Trim 09
6	Manuelita - Meta	2187	I Trim 09
7	Ecodiesel - Santander	2187	I Trim 09
8	P. Costa - Magdalena	2187	En Estudio

Fuente: MME

2.7. PROGRAMAS ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

En Colombia no pueden denominarse como exitosas las políticas dirigidas a incluir en la canasta energética el uso de fuentes no convencionales de energía y de programas de eficiencia energética, orientados al mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles.

El país cuenta con un importante acervo normativo vigente desde hace más de 5 años, sin embargo los resultados concretos en el desarrollo de proyectos de Uso Racional de Energía (URE) y de inclusión de fuentes no convencionales de la energía (FNCE) en la matriz energética, son poco satisfactorios.

2.7.1. FNCE

En el marco normativo colombiano, las fuentes no convencionales de energía, según la definición establecida en la Ley 697 de 2001, se refieren a aquellas fuentes energéticas que se encuentran disponibles, pero que en el país no son empleadas, o son utilizadas de manera marginal, y no se comercializan ampliamente.

Si bien en Colombia la energía hidráulica predomina en la generación de electricidad, a pesar de ser un recurso renovable deben considerarse sus impactos socioeconómicos y en

los ecosistemas. Por el contrario, es poca la participación de los pequeños proyectos hidroeléctricos llamados PCH que tienen un mínimo impacto ambiental y clasifican como MDL.

Se destaca como innovación en Colombia el Proyecto Jepirachi con una capacidad instalada de 19.5 MW a partir de energía eólica. Este proyecto eólico fue posible por la conjunción de varios factores: el nivel de velocidad de los vientos en La Guajira, la condición especial del puerto, las facilidades de transporte terrestre, las facilidades de conexión a la red, y la existencia in-situ de una zona aduanera especial. En este caso la empresa EEPPM estuvo dispuesta a asumir riesgos financieros tolerables gracias a los beneficios derivados de la captura de carbono por reducción de emisiones y créditos blandos.

Otro de los programas adelantados con base en la utilización de las energías no convencionales es la producción de biocombustibles, programas que ya fueron descritos y que se encuentran en avanzada etapa de desarrollo. No obstante, es necesario tener en cuenta estrategias y estudios de sostenibilidad que eviten el alza de los precios de los alimentos, el empobrecimiento de los suelos y garanticen la disponibilidad del agua, planteando señales para utilizar las tierras menos fértiles y la reforestación.

Otras opciones de FNCE que se han identificado en el proceso de planeamiento son las siguientes:

- Utilización y aprovechamiento de la biomasa residual y el biogás en las zonas rurales a partir de desechos de animales y vegetales, que pueden aportar parte de la solución a las necesidades energéticas de estas zonas.
- Rellenos sanitarios como alternativa de valorización energética que puede utilizarse para la formulación de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto (MDL), y que permitirían utilizar el gas producto de los residuos sólidos urbanos mediante el flameado, para disminuir la emisión de gas efecto invernadero (metano) y la utilización de la energía térmica como alternativa de valorización energética en la sustitución de otros energéticos, hasta la generación de vapor de agua y/o energía eléctrica en turbinas de vapor o de gas.
- La energía solar con sus diferentes tecnologías. Si la vivienda unifamiliar considerara desde su diseño sistemas solares tanto en paneles fotovoltaicos como colectores solares o simplemente un apropiado diseño de las viviendas para aprovechar al máximo la luz y el calor en el confort, se contribuiría a disminuir la liberación a la atmósfera de dióxido de carbono (CO₂). En Colombia se estima que solamente programas masivos en las nuevas viviendas y con plazos de pago de 25 años, permitirían hacer viable la implementación de estos sistemas.
- La geotermia es una nueva opción energética tanto para su empleo en generación eléctrica como en suministro de calor, usos sobre los cuales existen investigaciones por parte de INGEOMINAS.

A pesar de los adelantos colombianos en el uso de las fuentes no convencionales de energía y del desarrollo tecnológico en el ámbito mundial para la generación de electricidad y suministro de energía a partir de estas fuentes, es evidente que la generalización del uso de sistemas de energía renovable no ha aumentado como se esperaba. Una posible explicación de esta situación son los criterios financieros de las empresas del sector eléctrico que favorecen bajos costos iniciales y costos permanentes de combustibles fósiles,

en lugar de altos costos iniciales y bajos o nulos costos de combustibles. Los altos costos iniciales han impedido el desarrollo generalizado de tecnologías de energías renovables.

2.7.2. URE

Las medidas de URE están encaminadas al desarrollo de proyectos donde se ahorre energía proveniente de combustibles fósiles y/o se sustituya una energía actualmente importada, o menos abundante en el país, por otra proveniente de una fuente con mejor, o mayor disponibilidad local.

Se busca, más que la reducción del consumo absoluto de la energía, la disminución del consumo específico (o relativo) de energía, asociado a cada una de las actividades.

Al igual que en el caso de las fuentes no convencionales de energía, Colombia dispone de lineamientos para el desarrollo de proyectos URE donde se definen los subprogramas que hacen parte del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás formas de energía no convencionales, PROURE. Sin embargo, los avances concretos en cuanto a una efectiva implementación de medidas, proyectos e inversiones tendientes a lograr una disminución de los consumos energéticos específicos, han sido escasos en relación al potencial existente.

Se destacan los siguientes programas:

- A través de la Ley 1205 de 2008 se declaró de interés público colectivo, social y de conveniencia nacional, la producción, importación, almacenamiento, adición y distribución de combustibles diesel, que minimicen el impacto ambiental negativo y que su calidad se ajuste a los parámetros usuales de calidad internacional.

La Ley exige así mismo, la disminución progresiva de los niveles de azufre presentes en el diesel producido en el país hasta alcanzar los estándares internacionales que indican que dichos niveles deben ser inferiores a 50 partes por millón (ppm).

A partir del 31 de diciembre de 2012, queda prohibido distribuir, comercializar, consumir o transportar combustibles diesel que contengan más de 50 ppm de azufre.

- A través del Decreto 2331 de 2007 el Ministerio de Minas y Energía fijó como objetivo la sustitución de las bombillas incandescentes por bombillas ahorradoras, específicamente lámparas fluorescentes compactas (LFC) de alta eficiencia.

A partir de la vigencia del Decreto, los proyectos de construcción de edificios, en proceso de planeación, diseño, aprobación de autoridad competente o en ejecución, cuyos usuarios sean entidades oficiales de cualquier orden, deben prever la utilización de bombillas ahorradoras de energía específicamente Lámparas Fluorescentes Compactas (LFC) de alta eficiencia.

En relación con las edificaciones ya construidas, cuyos usuarios sean entidades oficiales de cualquier orden, tenían plazo hasta el 31 de diciembre de 2007 para sustituir todas las bombillas incandescentes por bombillas ahorradoras de energía específicamente Lámparas Fluorescentes Compactas (LFC) de alta eficiencia.

El Ministerio de Minas y Energía fijó como fecha el mes de Julio de 2010 para que se suspenda la comercialización y venta de bombillas incandescentes y se comience con la sustitución masiva en el territorio nacional de la totalidad de las bombillas incandescentes por lámparas ahorradoras. Como resultado de estas medidas se espera lograr en el mediano plazo un ahorro superior a los 600 MW.

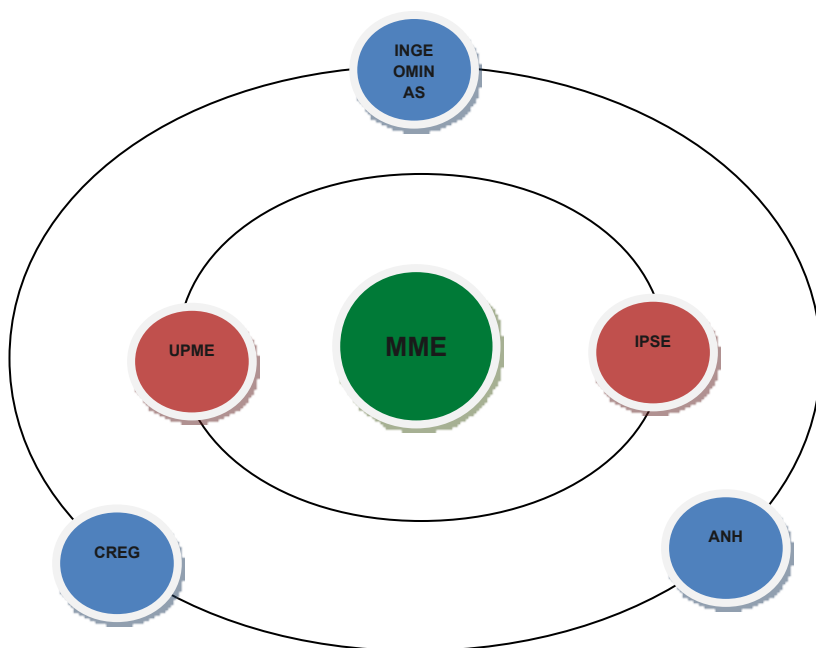
Como proyecto piloto para evaluar el impacto de generalizar la exigencia del Decreto 2331 de 2007 en términos de iluminación, se escogió el municipio Usiacurí en el departamento del Atlántico, donde fueron sustituidas 6.000 bombillas incandescentes en

Una de las mayores debilidades en el desarrollo de los proyectos es el financiamiento de las inversiones asociadas a éstos. Aún cuando, ha habido algunos intentos de involucrar a la banca en este tipo de asistencia, los logros son nulos por cuanto no existen líneas de crédito específicas para el desarrollo de los proyectos, que en su mayoría requieren de cambios en los equipos de uso final de energía.

3. DESCRIPCIÓN DEL MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ENERGÉTICO

Como resultado de las reestructuraciones de carácter normativo e institucional que se han implantado en el sector eléctrico y en el sector de gas, así como, en el sector de hidrocarburos y en el sector minero, el sector minero-energético ha conformado una institucionalidad en donde los roles del Estado como rector de política, regulador y empresario mantienen linderos claros, a través de las distintas entidades especiales que le sirven de apoyo.

En el ámbito de facultades y competencias que la legislación vigente le asigna al Ministerio de Minas y Energía, se encuentran las siguientes instituciones:



MME. Ministerio de Minas y Energía. Entidad pública de carácter nacional del nivel superior ejecutivo central, cuya responsabilidad es la de administrar los recursos naturales no renovables del país asegurando su mejor y mayor utilización; la orientación en el uso y regulación de los mismos, garantizando su abastecimiento y velando por la protección de los recursos naturales del medio ambiente con el fin de garantizar su conservación y restauración y el desarrollo sostenible, de conformidad con los criterios de evaluación, seguimiento y manejo ambiental señalados por la autoridad ambiental competente.

UPME. Unidad de Planeación Minero Energética. Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Tiene entre sus funciones elaborar y actualizar el Plan de Expansión de Generación y Transmisión de Referencia y el Plan Energético Nacional, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos; elaborar las proyecciones de demanda y elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional, todo en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

IPSE. Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas. Establecimiento público del orden nacional, adscrito al Ministerio de Minas y Energía, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonio propio e independiente, constituido por fondos públicos. Tiene por objeto identificar, promover, fomentar, desarrollar e implementar soluciones energéticas mediante esquemas empresariales eficientes, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, procurando la satisfacción de las necesidades energéticas de las Zonas No Interconectadas, ZNI, apoyando técnicamente a las entidades definidas por el Ministerio de Minas y Energía.

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, integrada por el Ministro de Minas y Energía, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director del Departamento Nacional de Planeación y por cinco (5) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años. El Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios también asiste a las sesiones CREG con voz pero sin voto. Es la autoridad regulatoria de los sectores de electricidad, gas natural y gas licuado del petróleo, cuyo objetivo básico es asegurar una adecuada prestación del servicio, mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio.

ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Es la autoridad encargada de promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos del país, administrándolos integralmente y armonizando los intereses de la sociedad, el Estado y las empresas del sector. La dirección y administración de la ANH está a cargo de un Consejo Directivo y un Director General que tiene la representación legal de la misma. El Consejo Directivo está integrado por cinco (5) miembros: el Ministro de Minas y Energía, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director del Departamento Nacional de Planeación y dos (2) representantes del Presidente de la República. El Director General de la ANH asiste a las sesiones ordinarias y extraordinarias del Consejo Directivo, con voz pero sin voto.

INGEOMINAS. Instituto Colombiano de Geología y Minería. Establecimiento público del orden nacional, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonio independiente, adscrito al Ministerio de Minas y Energía. Tiene como objeto promover la exploración y explotación de los recursos mineros de la Nación y participar, por delegación, en las actividades relacionadas con la administración de dichos recursos. Su misión es contribuir al desarrollo económico y social del país a través de la exploración y el conocimiento del suelo y subsuelo del territorio nacional, de la evaluación y monitoreo de las amenazas geológicas, de la promoción y eficiente administración de los recursos minerales, y del control del uso de materiales radioactivos, atendiendo oportunamente las necesidades y requerimientos de los usuarios.

3.1. MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

El esquema institucional del sector eléctrico colombiano se presenta a continuación:



Fuente: XM

- Corresponde al Ministerio de Minas y Energía la **Dirección** de las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad.
- La **Planeación** del sector está a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Entre sus funciones se encuentra la elaboración y actualización del Plan de Expansión del Sector Eléctrico.
- La **Regulación** está a cargo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).
- Son instancias **Consultivas** las siguientes:

CNO. Consejo Nacional de Operación. Organismo creado por la Ley 143 de 1994 que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del Reglamento de Operación. El Consejo Nacional de Operación está conformado por un representante de cada una de las empresas de generación, conectadas al Sistema Interconectado Nacional que tengan una capacidad instalada superior al cinco por ciento (5%) del total nacional, por dos representantes de las empresas de generación del orden nacional, departamental y municipal conectadas al Sistema Interconectado Nacional, que tengan una capacidad instalada entre el uno por ciento (1%) y el cinco por ciento (5%) del total nacional, por un representante de las empresas propietarias de la red nacional de interconexión con voto sólo en asuntos relacionados con la interconexión, por un representante de las demás empresas generadoras conectadas al Sistema Interconectado Nacional, por el Director del CND, con voz pero sin voto, y por dos representantes de las empresas distribuidoras que no realicen prioritariamente actividades de generación siendo por lo menos una de ellas la que tenga el mayor mercado de distribución. La CREG establece la periodicidad de sus reuniones. El CNO es órgano de consulta de esta Comisión en temas técnicos.

CAC. Comité Asesor de Comercialización. Creado mediante Resolución de la CREG. Asiste a esta entidad en el seguimiento y revisión de los aspectos comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad. Está conformado por cuatro (4) representantes de las empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de generación y comercialización, cuatro (4) representantes de las empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de distribución y comercialización y cuatro (4) representantes de las empresas que desarrollan única y exclusivamente la actividad de

comercialización. Adicionalmente, por un (1) representante del ASIC con voz pero sin voto.

CAPT. Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión. Creado mediante Resolución de la CREG. Tiene como objeto asesorar a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en la compatibilización de criterios, estrategias y metodologías para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional. Participan tres (3) usuarios catalogados como grandes consumidores seleccionados de mayor a menor, en orden decreciente de su demanda; tres (3) representantes de las empresas de comercialización, seleccionados de mayor a menor, en orden decreciente de la demanda; tres (3) representantes de las empresas de transmisión, seleccionados de mayor a menor, en orden decreciente de su porcentaje de participación en la propiedad de activos del STN; un (1) representante de las empresas de generación seleccionado con el voto mayoritario de los generadores de entre los cinco (5) mayores del país, en relación con su capacidad instalada; y un (1) representante de las empresas de distribución seleccionado con el voto mayoritario de los operadores de red de entre los cinco (5) mayores del país, en relación con su distribución de energía (medida en GWh). El CND no hace parte del CAPT, pero asiste a sus reuniones, y coordina con dicho Comité aquellos aspectos asociados con las Restricciones que inciden en la planeación de la expansión del STN. Las empresas integradas verticalmente, así como, las empresas que tienen vinculación económica entre las distintas actividades no pueden tener más de un (1) representante en el Comité.

- La **Operación y Administración del Mercado** está a cargo de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM), sociedad anónima prestadora de servicios públicos, filial del grupo empresarial ISA, que desarrolla las funciones asignadas al Centro Nacional de Despacho (CND) relacionadas con la planeación y coordinación de la operación de recursos del Sistema Interconectado Nacional (SIN), la administración del sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista (SIC), así como, la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del Sistema de Transmisión Nacional, con sujeción a lo dispuesto en el Reglamento de Operación expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, y

- La **Vigilancia** como un Superintendente de Planeación, Control & Supervisión. Corresponde a esta entidad el control de eficiencia y calidad del servicio público de electricidad, así como el control, inspección y vigilancia de las entidades que prestan dicho servicio.

3.2. MARCO

El esquema institucional



En el Upstream:

- Corresponde al Ministerio de Minas y Energía la **Dirección** de las actividades relacionadas con la definición de políticas en materia de exploración y explotación.
- La **Planeación, Regulación, Administración, y Control y Supervisión**, en lo concerniente a la exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos del país, le corresponden a la ANH.

En el Downstream:

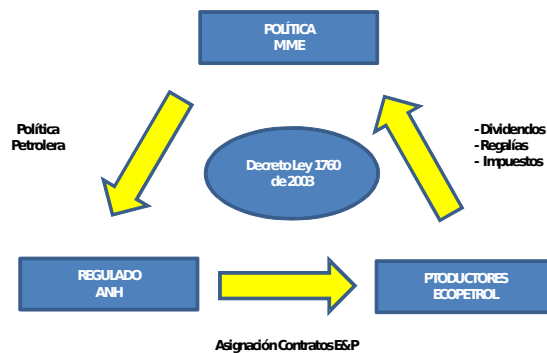
- Corresponde al Ministerio de Minas y Energía la **Dirección** de las actividades relacionadas con el servicio público de gas natural.
- La **Planeación** del sector está a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Entre sus funciones se encuentra la elaboración y actualización del Plan Energético Nacional.
- La **Regulación** está a cargo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).
- Es instancia Consultiva el CNO-G (Consejo Nacional de Operación de Gas Natural), instancia creada por la Ley 401 de 1997, que cumple las funciones de asesoría y cuyo

principal objetivo es hacer las recomendaciones necesarias para asegurar el cumplimiento de los objetivos establecidos en el Reglamento Único de Transporte (RUT). El CNO-G está conformado por: un (1) representante del Ministro de Minas y Energía con voz y voto, quien lo preside; cuatro (4) representantes de los productores con voz y voto a razón de 1 por cada 25% de la producción total de gas del país; cuatro (4) representantes de los remitentes con voz y voto a razón de 1 por cada 25% de la demanda total de gas del país (2 de estos deberán representar el sector termoeléctrico); un (1) representante del Centro Nacional de Despacho Eléctrico con voz y voto; y los representantes de los Sistemas de Transporte de Gas Natural con voz y voto que tengan capacidad superior a 50 MPCD.

- La ***Vigilancia y Control*** es ejercida por el Presidente de la República por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, creada por la Constitución Política como un organismo de carácter técnico, adscrito al Departamento Nacional de Planeación (DNP), con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial. Corresponde a esta entidad el control de eficiencia y calidad del servicio público de electricidad, así como el control, inspección y vigilancia de las entidades que prestan dicho servicio.

3.3. MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

En el siguiente gráfico se muestra el nuevo modelo institucional del sector petrolero:



La Agencia Nacional de Hidrocarburos asumió la función de administrador y regulador del recurso hidrocarburífero de la Nación. Igualmente la ANH es responsable de la planeación del aprovechamiento hidrocarburífero, la labor de promoción, negociación y administración de los contratos con las compañías.

De tal manera que en el Upstream, el marco institucional es el siguiente:



- Corresponde al Ministerio de Minas y Energía la **Dirección** de las actividades relacionadas con la definición de políticas en materia de exploración y explotación.
- La **Planeación**, **Regulación**, **Administración**, y **Control y Supervisión**, en lo concerniente a la exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos del país, le corresponden a la ANH.

En lo que se refiere al Downstream, el Ministerio de Minas y Energía ejerce todas las competencias en materia de derivados, con excepción del GLP, e interviene en todas las etapas de prestación del servicio:



El MME dirige, planea, regula y ejerce el control y la supervisión, sobre las actividades de Refinación, Transporte, Comercialización y Distribución de los derivados del Petróleo. No obstante, con excepción de la Distribución, estas funciones no las ejerce ni directamente, ni independientemente. Como ya se indicó, ECOPETROL, empresa controlada por el Estado, desarrolla las actividades restantes de manera monopolística.

3.4. MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR MINERO

Mediante Ley 685 de 2001 se expide el Código de Minas cuyo objetivo es 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.

El Código regula las relaciones jurídicas del Estado con los particulares y las de estos entre sí, 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. Se excluyen la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se rigen por disposiciones especiales sobre la materia.

En todo caso, el Ministerio de Minas y Energía por disposición del Código, no puede dejar de resolver, por deficiencias en la Ley, los asuntos que se le proponen en el ámbito de su competencia. En este caso, acude a las normas de integración del derecho y, en su defecto, a la Constitución Política.

Teniendo en cuenta esta particularidad, en la que la regulación básicamente está definida por Ley y el margen de acción de los organismos estatales es limitado en esta materia, el esquema institucional del sector de minas en Colombia se presenta a continuación:



- Corresponde al Ministerio de Minas y Energía la **Dirección** de las actividades relacionadas con el sector minero.
- Es órgano **Consultivo** el Consejo Asesor de Política Minera, conformado por el Ministro de Minas y Energía, quien lo preside, el Ministro del Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, dos (2) representantes del sector empresarial minero, un (1) representante del sector social minero, y un (1) representante del sector académico. Son funciones del Consejo, entre otras: recomendar la adopción de medidas que permitan armonizar las regulaciones y decisiones mineras con las demás que expidan otras autoridades que tengan relación con el sector; recomendar al Gobierno Nacional la política y los mecanismos de coordinación de las actividades de todas las entidades y organismos públicos y privados cuyas funciones afecten o puedan incidir en la industria minera; proponer los lineamientos generales que deban seguirse en relación con la asignación de recursos para la promoción de la minería y con los planes, programas y presupuestos respectivos; formular recomendaciones para garantizar el desarrollo sostenible en las labores de extracción, procesamiento y aprovechamiento de los recursos mineros; y proponer las prioridades de acción del INGEOMINAS en relación con la exploración básica y la cartografía geológica del país.
- La **Planeación** del sector está a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).
- La **Regulación** del sector, como se indicó, está definida por Ley en el Código de Minas. No obstante, el MME debe resolver, por deficiencias en la Ley, los asuntos que se le proponen en el ámbito de su competencia.
- La **Administración** del sector minero está a cargo del Ministerio de Minas y Energía. No obstante, el Ministerio delegó en INGEOMINAS y en las Gobernaciones de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar y Cundinamarca las siguientes funciones: i) administrar en forma técnica y eficiente los recursos mineros del país; ii) contratar la exploración y explotación de los recursos mineros y carboníferos del país; iii) promover

el desarrollo de una minería auto sostenible, técnica y competitiva y; iv) incentivar el fortalecimiento de la infraestructura de transporte para los productos mineros.

INGEOMINAS y las Gobernaciones mencionadas, directamente o por medio de los auditores que autorice, ejerce la fiscalización y vigilancia del sector, sobre la forma y condiciones en que se ejecuta el contrato de concesión tanto por los aspectos técnicos como por los operativos y ambientales, sin perjuicio de que sobre estos últimos la autoridad ambiental o sus auditores autorizados, ejerzan igual vigilancia en cualquier tiempo, manera y oportunidad.

3.5. MARCO INSTITUCIONAL PROGRAMAS ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

Mediante Ley 697 de 2001 se establecen disposiciones para el fomento del uso racional y eficiente de la energía, y la promoción de la utilización de energías alternativas. La Ley declara el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales.

En el siguiente gráfico se muestra el modelo institucional adoptado en esta materia:



- Corresponde al Ministerio de Minas y Energía la **Dirección, Regulación, Administración y Control** de los proyectos de Uso Racional de Energía (URE) y Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE). Específicamente tiene como funciones: i) promover y asesorar los proyectos URE, presentados por personas naturales o jurídicas de derecho público o privado, de acuerdo con los lineamientos del

programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales (PROURE), estudiando la viabilidad económica, financiera, tecnológica y ambiental; y ii) promover el uso de energías no convencionales dentro del programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energía no Convencionales (PROURE), estudiando la viabilidad tecnológica, ambiental y económica.

- Es instancia **Asesora** la Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía (CIURE), cuya función es asesorar y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la coordinación de políticas sobre uso racional y eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas.

La Comisión Intersectorial es presidida por el Ministro de Minas y Energía o su delegado. Son miembros permanentes de la Comisión: El Ministro de Minas y Energía o su delegado; el Ministro de Comercio, Industria y Turismo o su delegado; el Ministro de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial o su delegado; el Director Ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas, CREG, o su delegado; el Director del Instituto Colombiano para el Desarrollo de la Ciencia y la Tecnología "Francisco José de Caldas", Colciencias, o su delegado. Así mismo, cuando se estime necesario, la Comisión puede apoyarse en otras entidades públicas de la rama ejecutiva del orden nacional, que tengan competencia en el tema o cuya participación resulte de utilidad de acuerdo con el asunto a tratar. Estos tienen la calidad de invitados.

La Comisión Intersectorial cuenta con una Secretaría Técnica que es ejercida por la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, y tiene a su cargo la coordinación de las sesiones y los grupos de trabajo, la preparación de documentos y la elaboración de las actas respectivas.

- La **Planeación** del sector está a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

4. DESCRIPCIÓN DEL MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ENERGÉTICO

Con la Constitución Política adoptada por Colombia en 1991, se da inicio a la apertura y liberalización de los mercados, así como a la promoción de la vinculación de capital privado en los distintos sectores de la economía colombiana.

Los principios establecidos en la Carta Política dan lugar a la reforma y reestructuración del sector minero energético, siendo los lineamientos básicos de los cambios introducidos los siguientes:

- Fortalecer el papel del Estado como Regulador y Controlador de las actividades que desarrollan los agentes en los distintos subsectores;
- Ejercer las funciones de Regulación a través de entidades independientes, en aquellos subsectores con alta participación efectiva, o potencial, de actores privados;
- Ejercer las funciones de Control a través de entidades independientes, o semi-independientes, en aquellos subsectores con alta participación efectiva, o potencial, de actores privados;
- Incorporar capital privado en los subsectores, sin que sea necesaria la privatización de todas las empresas que desarrollan actividades en dichos subsectores;
- Introducir competencia en aquellos subsectores o segmentos de la industria minero - energética, donde ésta sea posible; y
- Regular aquellos subsectores o segmentos de la industria minero - energética, donde la competencia no sea de hecho posible, o no se considere conveniente.

4.1. MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ELÉCTRICO

Como ya se mencionó, el sector eléctrico se rige por lo dispuesto en las Leyes 142 y 143 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y Ley Eléctrica, respectivamente).

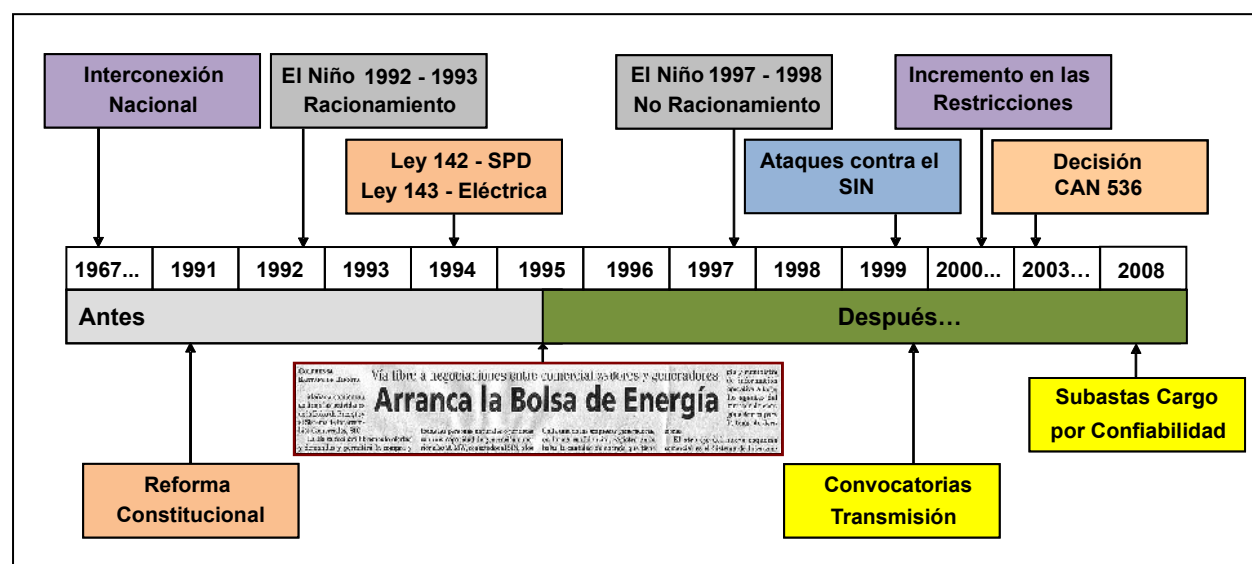
El marco normativo del sector eléctrico presenta las siguientes características relevantes:

- Separación de las actividades que componen la cadena de prestación del servicio: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización.
- Mercado Mayorista de Electricidad: Transacciones de compra-venta de electricidad en la Bolsa de Energía, o a través de Contratos Bilaterales de Largo Plazo. La competencia en la Bolsa de Energía se basa en Precios y no en Costos. Mercado de Regulación Secundaria de Frecuencia: Transacciones de compra-venta del servicio de AGC entre Generadores.
- Subastas de Cargo por Confiabilidad. Competencia a la entrada para la expansión de la capacidad instalada de generación. Los Generadores con asignación en la Subasta, adquieren la obligación de suministrar Energía Firme, cuando el Precio de Bolsa supera un Precio de Escasez predefinido.
- Regulación de Sistema de Transmisión Nacional. Libre Acceso. Metodología de Ingreso Máximo Regulado. Cargos por Conexión. Cargos por Uso tipo Estampilla con diferenciación por períodos de carga.
- Convocatorias de Transmisión. Procesos de invitación pública para la desarrollar proyectos de expansión de la infraestructura de Transmisión. Se adjudica la Convocatoria al oferente que

solicite menor ingreso por la construcción, operación y mantenimiento del proyecto de expansión, durante los 25 primeros años de vida útil del proyecto.

- Regulación de Sistema de Transmisión Regional. Libre Acceso. Metodología de Ingreso Máximo Regulado. Cargos por Uso tipo Estampilla. Dos Sistemas de Transmisión Regional.
- Regulación de los Sistemas de Distribución Local. Libre Acceso. Metodología de Cargo Máximo Regulado. Cargos por Uso tipo Estampilla por Área de Distribución.
- Competencia en Comercialización. Los Comercializadores pueden competir por servir a Usuarios No Regulados y Regulados. En el primer caso hay libertad de precios, en el segundo caso, los precios se establecen a través de fórmulas tarifarias. La intermediación que realizan los Comercializadores puede darse entre agentes y usuarios o entre agentes.
- Transacciones Internacionales de Electricidad. Transacciones de Corto Plazo con Ecuador según diferencial de Precios en las respectivas Bolsas de Energía. Transacciones con Venezuela a través de Contratos entre agentes de los dos países.

En el siguiente gráfico, se ilustra los principales hitos del sector eléctrico en las últimas décadas, señalando la ocurrencia de eventos de carácter institucional, regulatorio y externos, los cual han dinamizando y reorientado las políticas del sector:



Fuente: XM

4.2. MARCO NORMATIVO DEL SECTOR DE GAS NATURAL

El sector de gas natural se rige por lo dispuesto en la Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios).

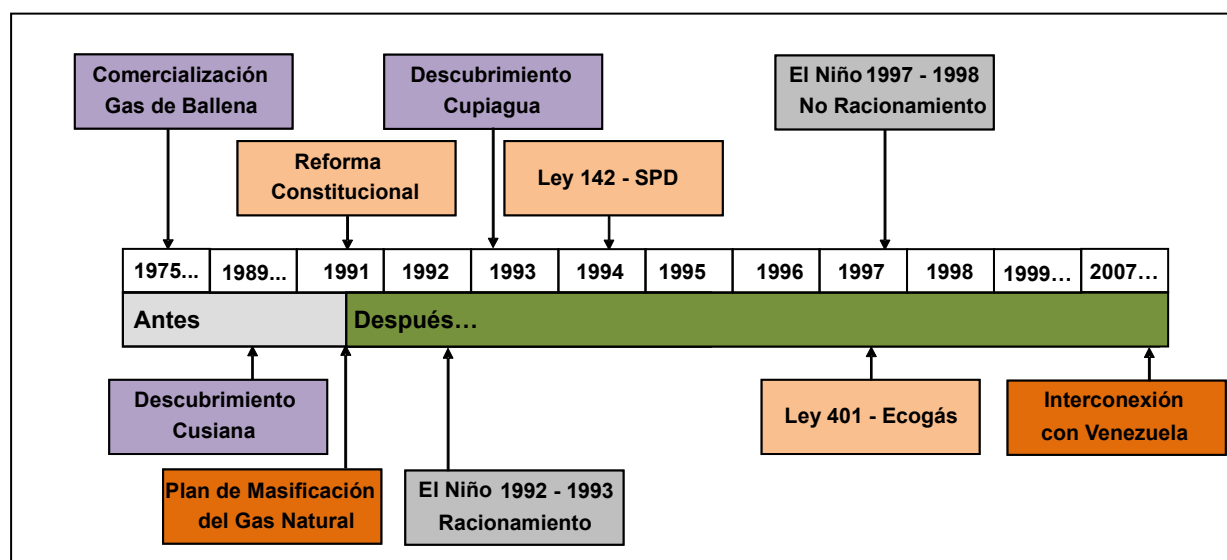
El marco normativo del sector eléctrico presenta las siguientes características relevantes:

- Separación de las actividades que componen la cadena de prestación del servicio: Producción - Comercialización, Transporte, Distribución - Comercialización y Comercialización.
- Mercado de Gas Natural: Transacciones de compra-venta de electricidad a través de Contratos Bilaterales de Largo Plazo entre Productores – Comercializadores y Comercializadores.
- Regulación de la Producción - Comercialización. Todos los campos productores tienen régimen de precios libres, con excepción del campo de Ballena (La Guajira) y el campo de Opón (producción marginal y comprometida). El Precio del Gas Natural de La Guajira está referenciado al precio promedio semestral del Fuel Oil (FOB Cartagena) y se indexa con la variación del New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price.
- Regulación de Sistema Nacional de Transporte. Libre Acceso. Metodología de Cargo Máximo Regulado. Cargos por Conexión. Cargos por Uso por Distancia, diferenciando Cargos por Capacidad y Cargos por Volumen.
- Regulación de los Sistemas de Distribución – Áreas de Servicio No Exclusivo. Libre Acceso. Metodología de Cargo Máximo Regulado. Cargos por Uso tipo Estampilla por Mercado Relevante.
- Regulación de los Sistemas de Distribución – Áreas de Servicio Exclusivo. Concesiones a 17 años. Cargos por Uso tipo Estampilla por Área de Servicio Exclusivo. El Cargo por Uso es el resultado de las ofertas que sobre el mismo, realizó el concesionario que resultó adjudicado.
- Regulación de la Comercialización. Los Comercializadores pueden competir por servir a Usuarios No Regulados. En este caso hay libertad de precios. La Ley prohíbe la competencia en Comercialización en el Mercado Regulado, hasta tanto no exista competencia en el Upstream.
- Regulación Gas Natural Comprimido Vehicular. Actividad desregulada. Regulación establecida por el MME y no por la CREG⁴.
- Regulación Gas Natural como Materia Prima. Precio regulado. Regulación establecida por la ANH y no por la CREG⁵.
- Transacciones Internacionales de Gas Natural. Transacciones con Venezuela a través de Contrato entre agentes de los dos países. Regulación establecida por el MME y no por la CREG.

⁴ Se ha interpretado que la legislación vigente establece que la competencia de la CREG en materia de regulación, está circunscrita a los servicios públicos domiciliarios y no a actividades que no se clasifiquen como tal. En la medida en que el Sector Transporte (Vehicular), no puede considerarse Servicio Público Domiciliario, se ha entendido que la regulación Gas Natural destinado al parque automotor es competencia del MME y no de la CREG.

⁵ Se ha interpretado que la legislación vigente establece que la competencia de la CREG en materia de regulación, está circunscrita a los servicios públicos domiciliarios y no a actividades que no se clasifiquen como tal. Se ha entendido que el Gas Natural destinado al Sector Petroquímico no está en el ámbito de competencias de la CREG, asignándosele esta facultad al la ANH.

En el siguiente gráfico, se ilustra los principales hitos del sector de gas natural en las últimas décadas, señalando la ocurrencia de eventos de carácter institucional, regulatorio y externos, los cual han dinamizando y reorientado las políticas del sector:



4.3. MARCO NORMATIVO DEL SECTOR DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO

El sector de gas licuado del petróleo (GLP) se rige, como el sector de gas natural, por lo dispuesto en la Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios). La legislación es complementada por la Ley 689 de 2001.

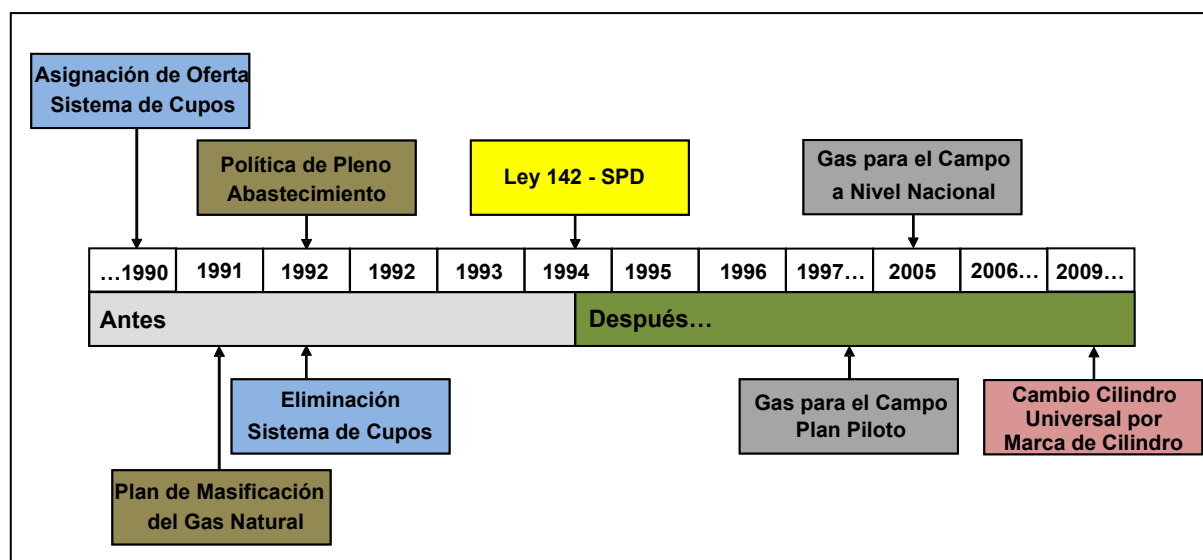
El marco normativo del sector de gas licuado del petróleo presenta las siguientes características relevantes:

- Separación de las actividades que componen la cadena de prestación del servicio: Gran Comercializador, Transportador, Comercializador Mayorista y Distribuidor.
- Remuneración del Producto a los Grandes Comercializadores. i) GLP producido en Refinería: precios internacionales ponderados del propano y el butano puros, NON-TET Mont Belvieu, más el costo de transporte por propanoducto desde el puerto de importación hasta la respectiva refinería; ii) GLP no producido en Refinería pero producido localmente: precios libres sin sujeción a topes; iii) GLP importado por ECOPETROL: costo de la transacción establecido en los respectivos registros de importación más un margen del 8% por concepto de comercialización.
- Regulación Sistema de Transporte por Ductos. Cargos por Distancia. El cargo regulado aplicable en un Punto de Entrega es la sumatoria de los cargos regulados de cada uno de los tramos de ductos, o grupos de ductos, que sean utilizados por el Remitente. El

cargo remunera la infraestructura y los gastos de AO&M necesarios para llevar el producto desde el Punto de Recibo hasta el Punto de Entrega. No incluye los costos de conexión a la infraestructura del respectivo Remitente. El modelo de transportador es por contrato.

- Remuneración a los Comercializadores Mayoristas. El precio refleja: el costo del producto; el costo del transporte desde las fuentes de suministro hasta el terminal en la cual se localiza el Comercializador Mayorista; el costo del transporte hasta las terminales donde es adquirido por el Distribuidor; un margen de seguridad, para mantener y reponer el parque de cilindros y tanques estacionarios; y un margen de comercialización.
- Remuneración a los Distribuidores. El precio incluye los costos de adquisición del GLP al Comercializador Mayorista, más el costo de almacenamiento, envasado de cilindros, traslado y entrega del producto, y atención de clientela. Para la estimación de la remuneración se consideran todos los recursos necesarios para desarrollar esta actividad en términos de costos de inversión y de costos de AO&M, así como, un margen de distribución. El cargo de distribución por redes, se establece como un cargo promedio tipo estampilla.

En el siguiente gráfico, se ilustra los principales hitos del sector de gas licuado del petróleo en las últimas décadas, señalando la ocurrencia de eventos de carácter institucional, regulatorio y externos, los cual han dinamizando y reorientado las políticas del sector:



4.4. MARCO NORMATIVO DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

El sector de hidrocarburos se rige por lo dispuesto en el Código de Petróleo (Decreto 1056 de 1953), el Decreto 1760 de 2003 y la Ley 681 de 2001.

El marco normativo del sector de hidrocarburos presenta las siguientes características relevantes:

- **Regulación Exploración y Producción.** El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables. A través de la reforma introducida en el 2003, el país adoptó un nuevo esquema contractual denominado contrato de regalías, impuestos y derechos, que reemplazó el contrato de asociación. Este modelo contempla tres etapas diferentes y separadas: exploración, evaluación y explotación, cuya duración está alineada con los estándares internacionales y genera una participación para el Estado entre el 50 y 60%.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos adquiere de ECOPETROL la función de administrar y regular el recurso hidrocarburífero de la Nación, sin embargo, ECOPETROL mantiene todas las áreas que tenía bajo operación directa y los Contratos de Asociación firmados hasta diciembre 31 de 2003.

Las actividades exploratorias se dividen en las siguientes fases contractuales: i) el contrato de evaluación técnica (TEA) mediante el cual se puede asignar un área de gran tamaño para realizar trabajos de superficie con el fin de obtener mejor información sobre la presencia de hidrocarburos en una zona específica, y el cual puede tener una duración de hasta 18 meses; y ii) el contrato de exploración y producción (E&P) propiamente dicho. El contratista de un TEA cuenta con la primera opción para firmar el contrato E&P en el área respectiva.

Las características de ambos contratos son las siguientes:

CONTRATO TEA (CONTRATO DE EVALUACIÓN TÉCNICA)	CONTRATO E&P (CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN)
Ámbito de Aplicación Aplica únicamente para áreas libres. Objetivo Evaluar y mejorar el conocimiento del potencial hidrocarburífero de un área, e identificar zonas de interés prospectivo. Programa de Evaluación Consiste en actividades de exploración superficial, geológica, geofísica, geoquímica, cartografía, fonología, perforación de pozos estratigráficos, entre otras. Duración Máximo 18 meses en áreas continentales y máximo 24 meses en áreas costa afuera. Términos Una porción de las áreas cobijadas por el TEA pueden convertirse en contratos E&P, cuando su titular presente programas exploratorios que sean aceptados por la ANH conforme a la reglamentación vigente. Sobre el área de un TEA es factible que un tercero presente oferta para celebrar un contrato E&P. En este caso el titular del TEA tiene la opción de igualar o superar la propuesta del tercero y así ser el adjudicatario del E&P. Garantía Equivalente al 10% del valor del programa de trabajo.	Período Exploratorio Una duración de 6 años dividida en fases exploratorias generalmente anuales. Posibilidad de realizar un programa exploratorio adicional al finalizar este período, siempre y cuando ya exista un descubrimiento, o áreas en evaluación, o explotación. Programa de Evaluación Con el objeto de determinar el potencial comercial de un descubrimiento, el Contratista cuenta con un periodo de evaluación con una duración de hasta 2 años, dependiendo del programa presentado para determinar la comercialidad del área. Área Comercial Una vez finalizada la evaluación el Contratista debe entregar a la ANH una declaración escrita que contenga su decisión incondicional de explotar, o no, comercialmente el descubrimiento. Período de Producción Hasta 24 años, prorrogables hasta el límite económico del Campo Comercial, a elección del Contratista, siempre y cuando se cumplan los requisitos estipulados en el Contrato de E&P. Derechos Contractuales de la ANH El contrato prevé derechos contractuales a favor de la ANH por uso del subsuelo y por precios altos, una vez se llegue a una producción acumulada predefinida y en caso de prórroga contractual. Garantía

CONTRATO TEA (CONTRATO DE EVALUACIÓN TÉCNICA)	CONTRATO E&P (CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN)
	Al inicio de cada fase exploratoria se debe constituir una garantía mínima del 10% del valor del presupuesto. Operación La ANH exige el seguimiento de las mejores prácticas de la industria, incluyendo bajo costo y riesgo del contratista. Regalía La ANH recauda las regalías, que se calculan en proporción al total de la producción diaria bruta, basada en promedios mensuales de cada campo.

- **Regulación Refinación.** El Código de Petróleos establece, para los contratistas de exploración y explotación de petróleo, la obligación de vender los crudos que sean requeridos para la refinación con destino al abastecimiento interno. Este crudo se paga con base en el precio internacional de exportación de crudos en términos FOB, puerto colombiano, precio que sólo varía dependiendo de la calidad medida en su ASSAY (grados API y porcentaje de Azufre (%S)) y de los contenidos en porcentaje (%) de agua, sedimento en el crudo y sal. El precio se determina adicionando o sustrayendo los siguientes conceptos del precio internacional del crudo, medido como el promedio diario de las cotizaciones WTI: más la tarifa de transporte entre la Costa del Golfo de USA y puerto colombiano, más o menos ajuste por calidad, más o menos tarifa de transporte al sitio de entrega con respecto al puerto colombiano, menos tarifa de comercialización.

Quienes ejercen la actividad de refinación en el territorio colombiano, deben destinar su producción o parte de ella al abastecimiento nacional siempre y cuando el consumo de derivados del petróleo del país lo exija. La remuneración de los productos refinados, provenientes de refinerías de propiedad total o parcialmente privadas, está referida al costo de oportunidad, medido como la paridad de exportación de los mismos con referencia al mercado de la Costa del Golfo de USA.

En el evento en que se requieran crudos importados, además del precio que resulta de la aplicación de lo dispuesto anteriormente, se le reconoce al refinador el costo del transporte en la proporción del crudo importado que cargue a la refinería.

En caso de aplicación de subsidios al componente de refinación o importación de combustibles líquidos, en el precio de venta a los usuarios finales, el Ministerio de Minas y Energía reconoce y paga dicho subsidio.

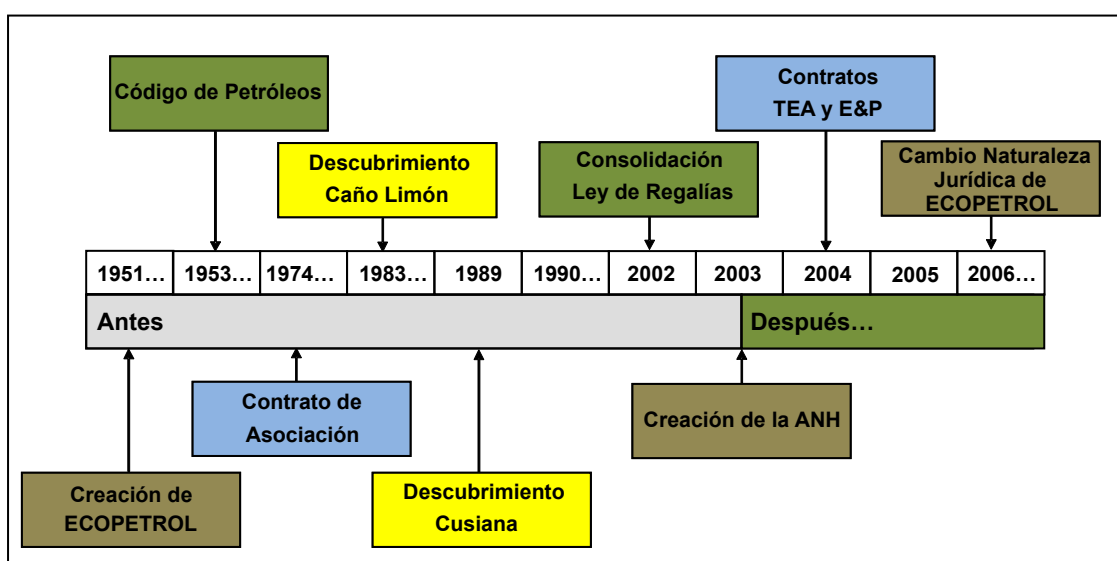
- **Regulación Transporte.** La tarifa de transporte por poliductos se fija teniendo en cuenta la amortización del capital invertido en la construcción, los gastos de sostenimiento, administración y operación y una ganancia equitativa sobre la base de utilidades que en otros países, y especialmente en USA, tengan las empresas semejantes de transporte de combustibles por poliductos. Las tarifas difieren según punto de entrega y aplican para todos los combustibles líquidos derivados del petróleo que se transporten por los sistemas de ductos, excepto el GLP.

- Regulación Distribución. El precio máximo fijado a los Distribuidores Mayoristas, se calcula en cada sitio de entrega habilitado, dependiendo de la tarifa por poliductos que le corresponda, así como, del margen al Distribuidor Mayorista y del transporte entre la planta de abasto mayorista y la estación de servicio, según sea el caso.

Con relación a los precios aplicados por los Distribuidores Minoristas, las distintas zonas del país están clasificadas en “zonas de libertad vigilada” y “zonas de libertad regulada”. En las primeras, los Distribuidores Minoristas (Estaciones de Servicio) tienen libertad para establecer su margen, es decir, están sometidos a un régimen de libertad vigilada; en las segundas dicho margen está regulado por el Ministerio de Minas y Energía.

Los precios de venta a los usuarios finales están gravados, según combustible, por impuestos tales como: Impuesto Global, IVA y Sobretasas.

En el siguiente gráfico, se ilustra los principales hitos del sector de hidrocarburos en las últimas décadas, señalando la ocurrencia de eventos de carácter institucional, regulatorio y externos, los cual han dinamizando y reorientado las políticas del sector:



4.5. MARCO NORMATIVO DEL SECTOR CARBÓN

El sector carbón se rige por lo dispuesto en el Código de Minas (Ley 685 de 2001).

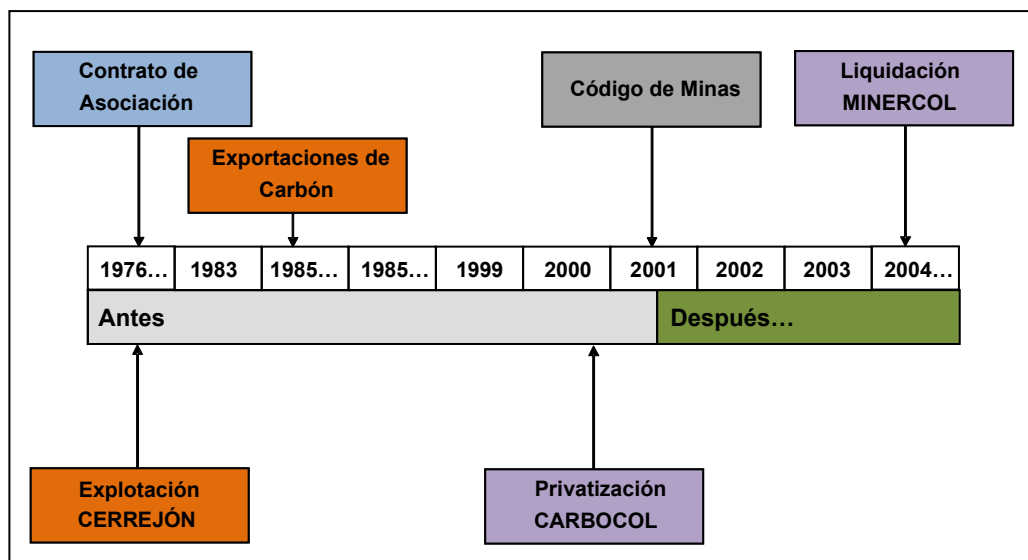
El marco normativo del sector carbón presenta las siguientes características relevantes:

- Los minerales de cualquier clase y ubicación, yacientes en el suelo o el subsuelo, en cualquier estado físico natural, son de la exclusiva propiedad del Estado. Únicamente se puede constituir, declarar y probar el derecho a explorar y explotar minas de propiedad

estatal, mediante el contrato de concesión minera, debidamente otorgado e inscrito en el Registro Minero Nacional. Quedan a salvo las situaciones jurídicas individuales, subjetivas y concretas provenientes de títulos de propiedad privada de minas perfeccionadas con arreglo a las leyes preexistentes.

- El contrato de concesión no transfieren al beneficiario un derecho de propiedad de los minerales "in situ" sino el de establecer, en forma exclusiva y temporal dentro del área otorgada, la existencia de minerales en cantidad y calidad aprovechables, a apropiárselos mediante su extracción o captación y a gravar los predios de terceros con las servidumbres necesarias para el ejercicio eficiente de dichas actividades. El contrato de concesión comprende dentro de su objeto las fases de exploración técnica, explotación económica, beneficio de los minerales por cuenta y riesgo del concesionario y el cierre o abandono de los trabajos y obras correspondientes.
- El contrato de concesión se pacta por el término que solicite el proponente y hasta por un máximo de treinta (30) años. En todos los casos de terminación del contrato, ocurrida en cualquier tiempo, opera la reversión gratuita de bienes en favor del Estado. Toda explotación de recursos naturales no renovables de propiedad estatal genera una regalía como contraprestación obligatoria. Esta consiste en un porcentaje, fijo o progresivo, del producto bruto explotado objeto del título minero y sus subproductos, calculado o medido al borde o en boca de mina, pagadero en dinero o en especie.

En el siguiente gráfico, se ilustra los principales hitos del sector de carbón en las últimas décadas, señalando la ocurrencia de eventos de carácter institucional, regulatorio y externos, los cual han dinamizando y reorientado las políticas del sector:



4.6. MARCO NORMATIVO DEL SECTOR DE ENERGÍAS NO CONVENCIONALES Y PROGRAMAS DE USO RACIONAL DE ENERGÍA

El marco normativo del sector de energías no convencionales y uso racional de energía se resume a continuación:

Leyes

- Ley 99 de 1993. Es función del Ministerio del Medio Ambiente dictar las regulaciones ambientales de carácter general, para controlar y reducir la contaminación atmosférica en todo el territorio nacional y definir y regular los instrumentos administrativos y los mecanismos necesarios para la prevención y control de los factores de deterioro ambiental.
- Ley 629 de 2000. Ratificación de Colombia como signataria del Protocolo de Kyoto sobre cambio climático.
- Ley 697 de 2001. Mediante la cual se fomenta el Uso Racional y Eficiente de Energía y Promoción de Fuentes No Convencionales de Energía.
- Ley 693 de 2001. Dicta normas sobre el uso de alcoholes carburantes, creando estímulos para su producción, comercialización y consumo. Esta Ley estableció la obligatoriedad de incorporar componentes oxigenados para su uso en los combustibles.
- Ley 939 de 2004. Dicta normas para el estímulo, producción y comercialización de Biodiesel de origen vegetal, o animal, para uso en motores diesel.
- Ley 1205 de 2008. Declara de interés público colectivo, social y de conveniencia nacional, la producción, importación, almacenamiento, adición y distribución de combustibles diesel, que minimicen el impacto ambiental negativo y que su calidad se ajuste a los parámetros usuales de calidad internacional.

Decretos

- Decreto MME-MCIT-MAVDT 3683 de 2003. Reglamenta la Ley 697 de 2001 y crea una Comisión Intersectorial.
- Decreto MME 2331 de 2007. Fija como objetivo la sustitución de las bombillas incandescentes por bombillas ahorradoras, específicamente lámparas fluorescentes compactas (LFC) de alta eficiencia.

Resoluciones

- Resolución MAVDT-MME 0047 de 2003. Regula los criterios ambientales de calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y calderas de uso comercial e industrial y en motores de combustión interna de vehículos automotores
- Resolución MME 18 0609 de 2006. Establece directrices para avanzar en la construcción y diseño del PROURE, facilitar la organización de la información, los grupos de trabajo y la elaboración de matrices, y permitir que los dueños y ejecutores de proyectos puedan acceder a los incentivos existentes.

5. POLÍTICA Y PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

El Ministerio de Minas y Energía, máxima instancia institucional en materia de definición de políticas en los sectores de energía y minas, tiene, entre otras, las siguientes funciones:

- 1) Adoptar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales e hidrocarburos, así como la política sobre generación, transmisión, interconexión, distribución y establecimiento de normas técnicas en materia de energía eléctrica, sobre el uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas, y en general, sobre todas las actividades técnicas, económicas, jurídicas, industriales y comerciales relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país en concordancia con los planes generales de desarrollo;
- 2) Propender que las actividades que desarrollen las empresas del sector minero-energético garanticen el desarrollo sostenible de los recursos naturales;
- 3) Adoptar los planes de desarrollo del sector minero-energético del país en concordancia con los planes generales de desarrollo y con la política macroeconómica del Gobierno Nacional. En ejercicio de esta función se deberán identificar las necesidades del sector minero-energético y los planes generales deberán estar orientados a satisfacer esta demanda. Para el efecto el Ministerio podrá adelantar, directamente o en coordinación con otros organismos públicos o privados, investigaciones que se relacionen con las actividades propias del sector;
- 4) Adoptar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias relacionadas con la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables, y las normas técnicas relativas a los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, en los términos previstos en las normas legales vigentes;
- 5) Adoptar la política nacional en materia de expansión del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas;
- 6) Adoptar la política nacional en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía;
- 7) Definir los planes generales de expansión de generación de energía y de la red de interconexión y fijar los criterios para el planeamiento de la transmisión y distribución;
- 8) Adoptar la política nacional en materia de energía nuclear y gestión de materiales radiactivos, con excepción de los equipos emisores de rayos x;
- 9) Señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las obras, equipos y procedimientos que utilicen las Empresas de Servicios Públicos del sector minero-energético, cuando la comisión respectiva haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio, y que no implica restricción a la debida competencia;
- 10) Elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible, en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse, y las privadas que deben estimularse; y
- 11) Desarrollar y mantener un sistema adecuado de información sectorial para el uso de las autoridades y del público en general.

En términos generales, la política energética colombiana está orientada a la racionalización de la canasta energética, el aseguramiento del suministro de energía para atender la demanda, el mejoramiento en la calidad y cobertura del servicio, y la administración de los recursos naturales no renovables del país asegurando su mejor y mayor utilización en un contexto de desarrollo sostenible.

Para alcanzar los objetivos de política, el MME, a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), desarrolla el proceso de planeamiento sectorial. Son funciones de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) las siguientes:

- 1) Establecer los requerimientos minero-energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos minero-energéticos destinados al desarrollo del mercado nacional, con proyección a la integración regional y mundial, dentro de una economía globalizada;
- 2) Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos minero-energéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales;
- 3) Elaborar y actualizar el Plan Nacional Minero, el Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión del sector eléctrico, y los demás planes subsectoriales, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo;
- 4) Desarrollar análisis económicos de las principales variables sectoriales y evaluar el comportamiento e incidencia del sector minero energético en la economía del país;
- 5) Evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales;
- 6) Evaluar la rentabilidad económica y social de las exportaciones de los recursos mineros y energéticos;
- 7) Prestar servicios técnicos de planeación y asesoría y cobrar por ellos. Para estos efectos, la Unidad determinará, mediante reglamentación, las condiciones que deben reunirse para su prestación y las tarifas aplicables a los mismos. En todo caso, tales servicios se prestarán sin perjuicio del cumplimiento de las demás funciones;
- 8) Establecer los volúmenes máximos de combustible líquidos derivados del petróleo a distribuir por Ecopetrol en cada municipio de conformidad con la ley vigente;
- 9) Realizar diagnósticos que permitan la formulación de planes y programas del sector minero-energético;
- 10) Establecer y operar los mecanismos y procedimientos que permitan evaluar la oferta y demanda de minerales energéticos, hidrocarburos, energía y determinar las prioridades para satisfacer tales requerimientos, de conformidad con la conveniencia nacional;
- 11) Asesorar en materia de planeación sectorial al Ministerio de Minas y Energía realizando estudios económicos cuando se requiera y apoyar con información de mercados de interés sectorial a los agentes;
- 12) Fomentar, diseñar y establecer de manera prioritaria los planes, programas y proyectos relacionados con el ahorro, conservación y uso eficiente de la energía en todos los campos de la actividad económica y adelantar las labores de difusión necesarias;
- 13) Elaborar los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional y consultar al cuerpo consultivo permanente;
- 14) Organizar, operar y mantener la base única de información estadística oficial del sector minero-energético, procurar la normalización de la información obtenida, elaborar y divulgar el balance minero-energético, la información estadística, los indicadores del sector, así como los informes y estudios de interés para el mismo;
- 15) Establecer los indicadores de evaluación del sector minero-energético, con el fin de elaborar informes que cuantifiquen su gestión;
- 16) Elaborar las memorias institucionales del sector minero-energético;
- 17) Conceptuar sobre la viabilidad técnica y financiera de los proyectos presentados por el IPSE o quien haga sus veces, para ser financiados por el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas, FAZNI, y fondos especiales para energización rural;
- 18) Conceptuar sobre la viabilidad financiera de los proyectos presentados por los entes territoriales y las empresas de servicios públicos para ser financiados por el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas, FAZNI;

- 19) Conceptuar sobre la viabilidad técnica y financiera de los proyectos para ser financiados a través del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas; y
- 20) Conceptuar sobre la viabilidad técnica y financiera de los proyectos a ser financiados a través del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas.

Para desarrollar sus funciones, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) fue constituida como Unidad Administrativa Especial de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía presupuestal, con régimen especial en materia de contratación.

La Unidad maneja sus recursos presupuestales y opera a través de un contrato de Fiducia Mercantil celebrado con una entidad fiduciaria, el cual se somete a las normas del derecho privado. Estas disposiciones rigen igualmente para los actos y contratos que se realicen en desarrollo del respectivo contrato de Fiducia.

El presupuesto de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) hace parte del Presupuesto General de la Nación y debe ser presentado al Ministerio de Hacienda y Crédito Público (Dirección General del Presupuesto Público Nacional) para su estudio. Este presupuesto es sufragado por ECOPETROL S.A., por la Financiera Energética Nacional (FEN), por INGEOMINAS, y por Interconexión Eléctrica S.A. (ISA S.A.), por partes iguales. Estas entidades están facultadas para apropiar en sus respectivos presupuestos las partidas correspondientes.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) cuenta con un Director que tiene calidad de empleado público, de libre nombramiento y remoción del Presidente de la República, quien es el representante legal de la entidad y devenga la remuneración que determine el Gobierno Nacional. El Director debe reunir las siguientes condiciones:

- a) Ser colombiano y ciudadano en ejercicio;
- b) Poseer título universitario en ingeniería, economía o administración de empresas y estudios de postgrado; y
- c) Contar con una reconocida preparación y experiencia técnica y haber desempeñado cargos de responsabilidad en entidades públicas o privadas del sector minero - energético nacional, o internacional, por un período superior a seis (6) años.

La estructura interna de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es la siguiente:



Fuente: UPME

Secretaría General

Subdirección

**Grupo
Administrativo
y Financiero**

La “Misión” de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) está definida en los siguientes términos:

“Realizar la Planeación del desarrollo sostenible de los sectores de Minas y Energía de Colombia, para la formulación de las políticas de Estado y la toma de decisiones en beneficio del país, mediante el procesamiento y el análisis de información”.

En desarrollo de esta “Misión” lleva a cabo los siguientes procesos: análisis del entorno económico, energético, normatividad, estadísticas, lineamientos de política y demás factores externos, para efectos de diseñar y estructurar la planeación minero energética.



La “Visión” de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) está definida en los siguientes términos:

“La UPME será una entidad de carácter técnico especializada en Planeación, Referencia y Consulta, reconocida nacional e internacionalmente, por su excelencia e imparcialidad, que orienta, en beneficio de la sociedad colombiana, la toma de decisiones acertadas para fomentar el desarrollo sostenible de los sectores de Minas y Energía.”

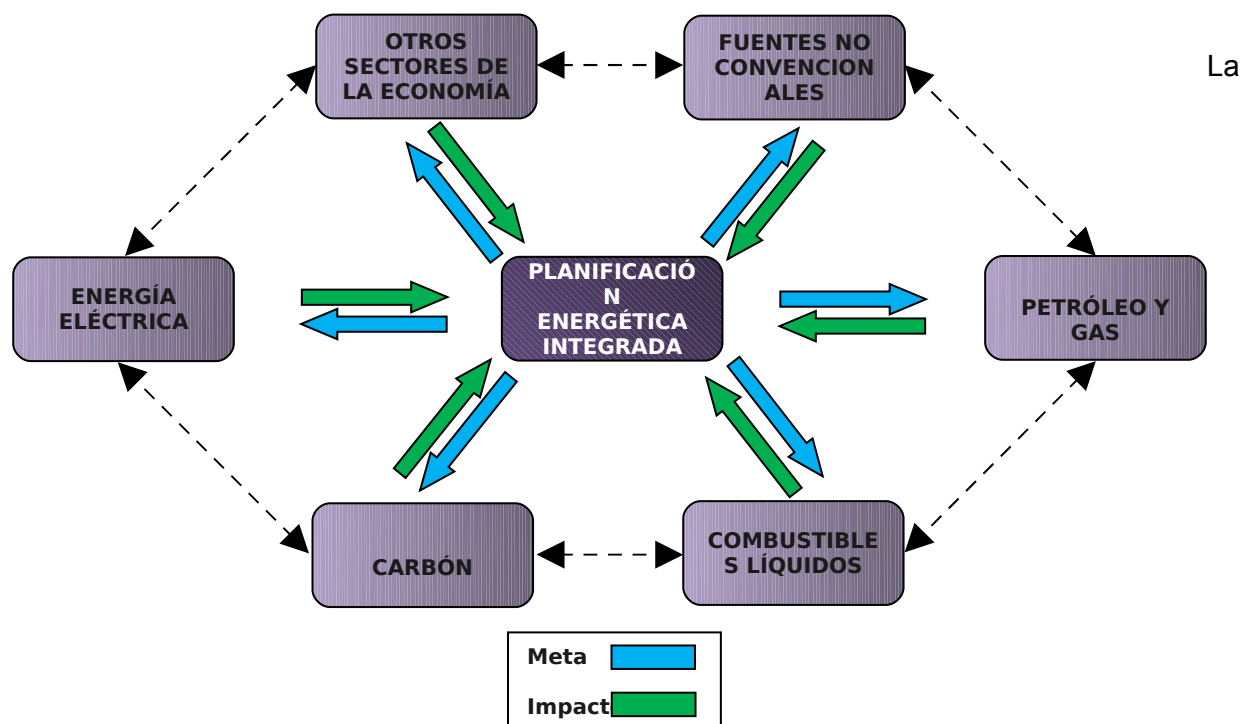
El “Objetivo” de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) está definido en los siguientes términos:

“La Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, tiene por objetivo planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con las entidades del sector minero energético, tanto entidades públicas como privadas, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros, producir y divulgar la información minero energética requerida”.

5.1. PLAN ENERGÉTICO NACIONAL (PEN)

El proceso de planificación más relevante que realiza la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es “Plan Energético Nacional”. En la elaboración de dicho Plan se tienen en cuenta los lineamientos, que conforman la lógica subyacente de las políticas energéticas colombianas:

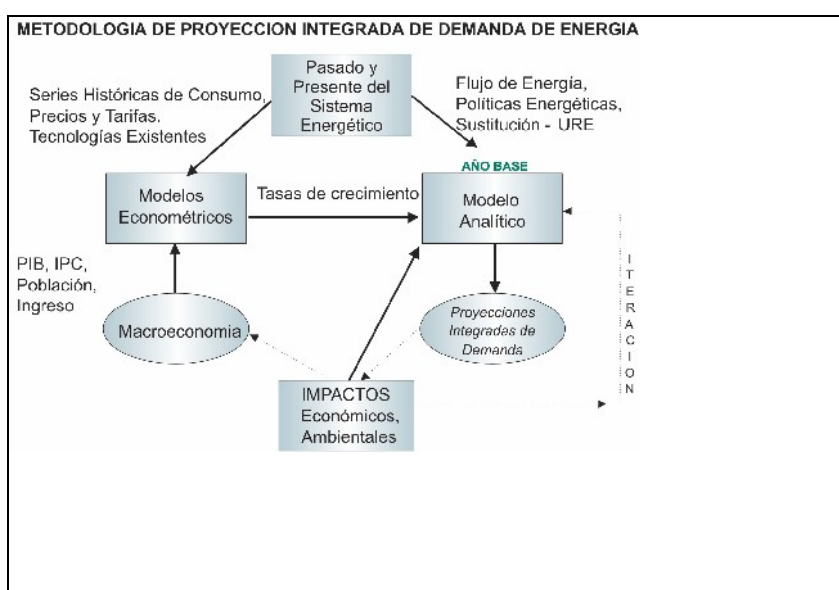
- Minimizar la participación del Estado en las actividades productivas;
- Utilización de mecanismos de mercado e introducción de competencia en todos los subsectores energéticos;
- Integralidad en la definición de las políticas, dándole una visión de conjunto a todo el sector;
- Eficiencia asignativa en los recursos;
- Suficiencia energética;
- Sostenibilidad en el desarrollo del sector;
- Contribución del sector al desarrollo científico y tecnológico; y
- Garantizar la integralidad de la cobertura energética.



Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) realiza los siguientes análisis y evaluaciones previos al proceso de elaboración del “Plan Energético Nacional”:

- Análisis y evaluación del “Entorno Internacional”. Tiene en cuenta las proyecciones de oferta y demanda de energía realizadas por diferentes organismos internacionales, así como, las expectativas y pronósticos que dichos organismos tienen sobre la situación energética mundial.
- Elabora un diagnóstico sobre la evolución del sector energético en Colombia, y considera tanto el comportamiento histórico como las tendencias en materia de oferta y demanda de los diferentes energéticos.
- Analiza el contexto socioeconómico del país, el contexto institucional, la estructura de los mercados energéticos, los aspectos impositivos y las políticas de subsidios vigentes.
- Realiza análisis sobre la interacción de la energía y el medio ambiente, el consumo final de energía, y el uso racional de energía.

Una vez efectuado los análisis y evaluaciones descritos, aplica la siguiente metodología:



Fuente: UPME

La metodología de proyección se basa en análisis integrados de oferta y demanda de energía, en los cuales se tiene un especial énfasis en la relación de la demanda y la economía, así como en la interacción que se presenta entre los diferentes energéticos. Estos análisis integrados, caracterizados por metodologías analíticas, son idóneos para obtener conclusiones sobre el comportamiento de la demanda en los diferentes sectores y para proponer estimaciones de su evolución futura.

En términos generales, para encontrar las proyecciones integradas de energía en Colombia, se procede a obtener las estimaciones de los crecimientos de las demandas de energía útil de los diferentes sectores o subsectores mediante modelos econométricos y variables como: PIB, Valor Agregado, Crecimiento de la Población, Consumos Históricos de Energía, y Precios y/o Tarifas de los Energéticos. Simultáneamente, se diseña una red que representa el Sistema Energético Nacional, y finalmente el módulo BALANCE del modelo analítico ENPEP (Energy and Planning Evaluation Program) se alimenta con este conjunto de variables.

El ENPEP posee una estructura modular, que está conformado por diferentes módulos técnicos cuya función principal se resume a continuación:

- **MACRO-E**
Permite especificar el crecimiento macroeconómico global o sectorial para manejar la demanda de energía.
- **MAED**
Proyecta la demanda de energía útil o por fuente, a partir de los índices de crecimiento macroeconómico. Versión simplificada del modelo MEDEE para la estimación de la demanda de energía.
- **LOAD**
Prepara la curva de duración de carga eléctrica a ser utilizada en otros módulos.
- **WASP IV**
Versión para microcomputador del anterior modelo WASP para determinar el plan de expansión de mínimo costo para generación eléctrica. Este módulo utiliza una simulación probabilística de la operación y calcula las secuencias de expansión mediante un algoritmo de programación dinámica.
- **PC-VALOR AGUA**
Complementa el modelo WASP con el cálculo del valor del agua para aquellos sistemas hidroeléctricos.
- **ICARUS**
Realiza análisis de costos de producción y de confiabilidad para un sistema de generación de electricidad específico.
- **BALANCE**
Calcula un equilibrio oferta/demanda de energía para el período de estudio, mediante una aproximación de equilibrio no lineal.
- **IMPACTS**
Estima las emisiones ambientales y los requerimientos de recursos resultantes para los sistemas de energía determinados por los módulos BALANCE o WASP.
- **DAM**
Soporta la toma de decisiones mediante análisis multicriterio.

Cada uno de estos módulos puede ser utilizado de manera independiente o en conjunto con otros módulos. El módulo BALANCE que por sí solo permite evaluar el sistema energético integrado y los módulos relacionados con el manejo del sector eléctrico son los módulos más utilizados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). ENPEP es un modelo bastante amigable, principalmente después de su implementación bajo la plataforma WINDOWS.

El módulo BALANCE calcula, mediante una aproximación de equilibrio no lineal, un balance de oferta de energía con la demanda, para configuraciones alternativas del sistema energético. Las dos operaciones básicas que se ejecutan en el BALANCE son:

- i) Definición de la red energética, mediante la cual se representan los sectores de oferta, transformación y demanda a ser analizados; y
- ii) Desarrollo de la solución de equilibrio mediante un balance de precios desde los recursos hacia las demandas y de cantidades desde las demandas hacia los recursos, a partir del balance del año base.

Uno de los elementos más importantes de la red energética son los nodos de decisión. Estos representan las fuerzas del mercado, las cuales definen el papel que jugarán los energéticos y sus tecnologías asociadas en los sistemas energéticos futuros.

En BALANCE se diseña una red energética para trazar el flujo de energía desde las fuentes primarias (petróleo crudo, carbón) hasta las demandas de energía útil (agua caliente residencial, vapor industrial). La demanda es sensitiva a los precios de las diversas alternativas. El precio de

la oferta es sensitivo a la cantidad demandada. BALANCE trata de encontrar la intersección de las curvas de oferta y demanda. En esta operación, BALANCE encuentra simultáneamente la intersección para todas las formas de suministro de energía y todos los usos energéticos que se incluyen en la red.

Para considerar escenarios de sustitución se modelan los usos de energía en los sectores Residencial, Comercial, Industrial y Transporte. Los usos considerados en el sector residencial y para los cuales existe posibilidad de sustitución (o bien de energético fuente, o de tecnología de transformación) son cocción, subdividida en urbana y rural, calentamiento de agua, iluminación y refrigeración; para los usos de electrodomésticos no existe posibilidad de sustitución. El sector industrial se modela la generación de vapor, el calor directo, la fuerza motriz y otros usos. Sólo en la rama de otros usos no existe posibilidad de sustitución de energéticos en este sector. El sector transporte se modela como Urbano e Interurbano. El urbano se subdivide en pasajeros privados, pasajeros público y carga. El interurbano se subdivide en pasajeros y carga. El sector comercial es modelado como un solo nodo de demanda que agrupa los requerimientos para calentamiento de agua, cocción y usos cautivos de la electricidad. La demanda de energía en los demás sectores se trata como energía final y su modelamiento es solo econométrico.

Para elaborar el “Escenario Base” de proyección, se requiere la adopción de supuestos macroeconómicos, supuestos de precios y supuestos de política energética. Como resultado del modelamiento se obtiene:

- Producción de Energía Primaria;
- Demanda de Energía Primaria;
- Demanda de Energía Final por Fuente (Energía Eléctrica, Gas Natural, Gas Licuado del Petróleo, Gasolina, Diesel Oil, Fuel Oil, JP-A, Avigas, Carbón, Biocombustibles, Bagazo y Leña);
- Demanda de Energía Final por Sector de Consumo (Industrial, Residencial, Comercial, Transporte y Otros); e
- Importaciones y Exportaciones de Energía.

Finalmente, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) realiza sensibilidades con relación al “Escenario Base”, que se agrupan en tres clases: Crecimiento Económico, Precios de los Energéticos y Variables Tecnológicas.

Con base en los resultados del “Escenario Base” de proyección y las “Sensibilidades, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) extrae conclusiones y realiza recomendaciones.

De manera complementaria y de utilización puntual, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en sus análisis de planeamiento, utiliza, conjuntamente con otras entidades, el modelo LEAP (Long-Range Energy Alternatives Planning System) y la familia de modelos MARKAL (MARKet Allocation). Mientras el ENPEP es un modelo de optimización, el LEAP es un modelo de simulación, en tanto que el MARKAL es una hoja electrónica que hace uso del concepto de Balance Energético y emplea optimización para la toma de decisiones.

Mientras el modelo LEAP está disponible en el IDEAM⁶, el modelo MARKAL está disponible en la Universidad de los Andes:

⁶ Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.

- El modelo LEAP fue desarrollado inicialmente de manera conjunta por instituciones de investigación suecas y norteamericanas, con el apoyo del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente. Se utiliza para el planeamiento energético de países en vías de desarrollo. La concepción y estructura del modelo hace que éste pueda ser utilizado sin requerir un entrenamiento considerable.

Los análisis de escenarios energéticos los realiza el LEAP mediante un conjunto de seis (6) programas: cuatro (4) para la creación de los escenarios de demanda, conversión, biomasa y uso de la tierra; uno (1) para el cálculo de las emisiones y los impactos directos al medio ambiente; y otro para la evaluación de los escenarios. Estos programas de escenario energético permiten realizar los análisis de demanda y conversión de la energía y la evaluación de los recursos sobre un período de planeamiento, a partir de los flujos energéticos de un año base, para proyecciones de tendencia y de futuros alternativos. Como el LEAP puede ser aplicado para diferentes regiones, el Programa de Agregación Multiárea permite consolidar los resultados y proyecciones individuales para análisis globales.

La Base de Datos Ambientales contiene información genérica sobre emisiones al aire, agua y otras consecuencias ambientales; e información genérica de la salud, relativa a las actividades de producción, transformación y consumo de energía. Esta Base de Datos puede ser complementada con datos propios.

- Por su parte, el MARKAL es un modelo integrado de programación lineal multiperíodo, desarrollado para apoyar la toma de decisiones en los procesos de planificación de largo plazo de sistemas energéticos nacionales o regionales.

Este modelo fue concebido y construido a finales de la década de los 70 e inicios de los 80s en Brookhaven National Laboratory (BNL) en los Estados Unidos y en Juelich Kernforschungsanlage (KFA) en Alemania, bajo el patrocinio de la Agencia Internacional de Energía (AIE).

MARKAL es un modelo manejado desde la demanda, la cual es especificada exógenamente en términos de necesidades socioeconómicas: transporte de pasajeros, producción industrial, etc. El sistema energético está representado mediante un conjunto de cuatro clases de tecnología: fuentes de energía (SRC), conversión de energía (CON), procesos de transformación (PRC) y tecnologías de demanda (DMD). En el lado de oferta, la energía primaria proviene de sistemas de extracción. Tanto los energéticos primarios como los secundarios pueden ser importados o exportados. Estos energéticos pueden ser convertidos en energía eléctrica o transformados para la obtención de derivados. Finalmente, la energía es consumida en el sistema por un conjunto de tecnologías de demanda. Estos cuatro conjuntos de tecnologías se modelan en términos de sus características técnicas (eficiencias, disponibilidades) y económicas (costos de inversión, operación y mantenimiento).

El modelo evalúa la contribución óptima de las tecnologías en función de diferentes objetivos alternos o ponderados: minimización de costos descontados, minimización de importaciones de combustibles fósiles, minimización de emisiones contaminantes, maximización de la participación de fuentes renovables, con sujeción a ciertas restricciones.

"Un número de tecnologías de uso final compiten para satisfacer una demanda particular y un número de tecnologías de producción compiten para producir la misma forma de energía", de acuerdo con el objetivo considerado y las restricciones pertinentes, entre las cuales se pueden mencionar las de balance de energía, de transferencia de capacidad inter períodos, y las restricciones de demanda y utilización de capacidad.

Más específicamente, MARKAL ha sido diseñado para analizar el comportamiento dinámico futuro de sistemas energéticos, con relación a:

- La ventaja relativa de tecnologías existentes y de la introducción de nuevas tecnologías;
- La evolución en el tiempo de los recursos energéticos y la introducción de nuevos recursos; y
- Los impactos y sensibilidades del sistema energético frente a ciertas metas y políticas (mejoras de eficiencia, conservación, reducción de efectos ambientales).

Para la realización de estos análisis, MARKAL simula el sistema energético sobre nueve (9) períodos de cinco (5) años y requiere los siguientes datos de entrada:

- Proyecciones de reservas de energía primaria, de exportaciones e importaciones de energéticos y niveles de precios correspondientes.
- Proyecciones de demanda útil de energía por sectores para cada período de tiempo.
- Descripción técnico-económica de las tecnologías disponibles (existentes y nuevas).

Esta información es estructurada en una serie de "clases" y "tablas". Las clases son grupos de elementos similares del sistema energético -fuentes y tecnologías- y las tablas contienen la información técnica y económica de cada una de las tecnologías especificadas. MARKAL generará las ecuaciones que gobiernan el sistema energético a partir de esta información y producirá las siguientes salidas:

- Programa óptimo de expansión de la capacidad de la oferta energética, seleccionado dentro de un conjunto de tecnologías previstas y bajo diferentes escenarios de sustitución.
- Programa de operación para las tecnologías seleccionadas.
- Repartición óptima de energéticos y tecnologías a nivel de energía final y secundaria.
- El conjunto de precios sombra de cada energético.
- El costo reducido de cada actividad que no aparece seleccionada en el programa óptimo.

MARKAL es un conjunto de ecuaciones genéricas escritas en lenguaje GAMS (Generalized Algebraic Modeling System). Para el manejo de los datos se cuenta con una herramienta de soporte y análisis denominada ANSWER, que asegura una adecuada utilización de los recursos de computación.

5.2. PLANES DE EXPANSIÓN

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) elaborar los siguientes Planes de Expansión:

- Plan de Expansión de la Capacidad de Generación Eléctrica.
- Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional de Energía Eléctrica.
- Plan de Expansión de la Cobertura del Sistema Interconectado Nacional.
- Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.

Con excepción del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional de Energía Eléctrica, los Planes de Expansión restantes son indicativos. En el caso del Sistema de Transmisión Nacional, el Plan es de obligatorio cumplimiento. Con este fin, el MME delegó en la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) la apertura de Convocatorias Públicas, a través de las cuales se seleccionan los oferentes que soliciten el menor ingreso, por concepto de construir, administrar, mantener y operar los distintos proyectos incluidos en el Plan.

Las herramientas utilizadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para elaborar los Planes de Expansión del sector eléctrico, son las siguientes:

- Plan de Expansión de la Capacidad de Generación Eléctrica. Modelo de Expansión: SUPER OLADE-BID; Modelo de Operación: MPODE o SDDP (Stochastic Dual Dynamic Program); Emisiones de CO₂ de Estrategias de Expansión: Programa FECOC (Factores de Emisión para Combustibles Colombianos), desarrollado por la Academia de Ciencias para la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).
- Plan de Expansión de Sistema de Transmisión Nacional de Energía Eléctrica. Análisis de Estado Estable y Análisis Dinámico: Modelo NEPLAN (Power System Analysis Software); Análisis de Confiabilidad: Simulaciones de Monte Carlo No Secuencial con Flujo AC.

Las Proyecciones de Demanda utilizadas en la definición de los Planes de Expansión del Sector Eléctrico referenciados, se construyen a través de Modelos Económicos. También se cuenta con los Modelos: MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact) y/o MAED (Model for Analysis of Energy Demand).

Para modelar eventos puntuales, se utilizan modelos de choque que permiten simular inversiones importantes a nivel regional. Para tener en cuenta efectos climáticos, como el Fenómeno de El Niño, se emplean modelos dinámicos. Finalmente, para distribuir la Demanda así obtenida, en los doce meses del año, se utilizan las distribuciones históricas y una metodología basada en Modelos ARIMA y Pronóstico Condicionado Óptimo, el cual permite la ajustar el primer año de proyección.

Cabe resaltar que los Planes de Expansión del Sector Eléctrico, se modelan los Sistemas Eléctricos de Ecuador y Panamá. En el primer caso por los enlaces internacionales existentes con ese país, y en el segundo caso por el posible enlace internacional que se construiría entre Colombia y Panamá.

La herramienta utilizada por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para elaborar el Plan de Expansión del Sector de Gas Natural referenciado es:

- Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural. Modelo TGNET (Transient Gas Network), análisis de estado estacionario y dinámico.

La metodología para elaborar el primer Plan de Expansión de Transporte de Gas Natural que se publicará en 2009, toma como dato de entrada el “Plan de Expansión de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica”, así como, los escenarios de despacho hidrotérmico obtenidos mediante la aplicación del modelo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming).

Los Planes de Expansión mencionados se integran dentro de las definiciones de política del “Plan Energético Nacional”. Es indispensable que exista una integralidad en las políticas que se le aplican a todos y cada uno de los diferentes energéticos que constituyen la demanda en Colombia. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) aplica como principio que no se pueden definir políticas energéticas parciales, y que las decisiones que se tomen en cada caso deben ser parte de una integralidad, pues de otro modo no existiría política energética como tal, sino únicamente acciones aisladas para resolver problemas en temas específicos. Con el fin de lograr integralidad, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), como ya se mencionó, utiliza el módulo BALANCE del ENPEP (Energy and Power Evaluation Program).

5.3. ELABORACIÓN DE ESTUDIOS TÉCNICOS SECTORIALES

En desarrollo de las funciones asignadas a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), esta entidad realiza estudios de distinta naturaleza, por iniciativa propia, o por solicitud de terceros, especialmente del MME.

A manera de ejemplo, se citan algunos estudios realizados por la Unidad:

- Análisis Régimen Legal de Regalías en el Sector Minero Colombiano.
- Alumbrado Interior de Edificaciones para Entidades Públicas.
- Alumbrado Interior de Edificaciones Residenciales.
- Alumbrado Público Exterior.
- Análisis Comparativo Internacional de Precios de Electricidad en el Sector Industrial.
- Cálculo y Análisis de PIB Minero.
- Cartilla Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.
- Del Proceso Minero Colombiano.
- Diagnóstico de las Subestaciones del STN.
- Distritos Mineros Exportaciones: Infraestructura de Transporte.
- Guía para Desarrollar Proyectos de Ahorro de Energía en Centros Hospitalarios.
- Guía Financiera de Requerimientos de Capital y Posibilidades Crediticias dirigida a Micro y PYMES.
- Metodología para Calcular el Precio de Referencia del Carbón, base para las negociaciones en Bolsa. (Trabajo conjunto con la Bolsa Nacional Agropecuaria – BNA -).
- Metodología para Determinar los Precios en Boca de Mina Base para la Liquidación de Regalías a partir de los Precios aplicados al Consumidor Final.
- Producción Más Limpia.

5.4. PARTICIPACIÓN DE LA UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME) EN INSTANCIAS SECTORIALES

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) participa en las sesiones que realizan las siguientes instancias sectoriales:

- Participación en el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT).

- Participación como invitado al Consejo Nacional de Operación del Sector Eléctrico (CNO-Eléctrico).
- Participación en el al Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO-Gas).
- Participación en el Comité Fiduciario de GLP.
- Participación en el Comité Ambiental y de Atención de Desastres del MME.
- Participación en el Comité Ambiental del Sector Eléctrico Colombiano (CASEC).
- Participación en el Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales (CIURE).

En estos Comités, Consejos y Comisiones, participan tanto entidades estatales, como agentes sectoriales. Estos últimos representados por empresas privadas y públicas. En Colombia, si bien se han privatizado muchas empresas y se han incorporado inversionistas privados que han constituido nuevas empresas, no existe una directriz de política en el sentido de privatizar todas las actividades del sector energético. Es por esto que las privatizaciones han tenido lugar en diferentes Gobiernos y que en la actualidad existen en el sector empresas de capital público, privado, o mixto.

Así mismo, por disposición legal, el Ministerio de Minas y Energía cuenta con un cuerpo consultivo permanente, conformado por representantes de las empresas del sector energético, del orden nacional y regional y de los usuarios que debe conceptuar previamente a la adopción de los planes, programas y de proyectos de desarrollo de cada subsector y proponer las acciones pertinentes para garantizar que éstos se realicen de acuerdo con lo establecido en el Plan Energético Nacional. La Unidad de Planeación Minero Energética en la elaboración de los Planes de Expansión, consulta al cuerpo consultivo permanente.

Finalmente, cabe resaltar la constitución por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de una instancia interna denominada: “Comité Ambiental Minero Energético (CAME)”. Este Comité está conformado por dos funcionarios de la Subdirección de Energía, un funcionario de la Subdirección de Minería y un funcionario de la Subdirección de Informática. Este Comité, cuyo objetivo es propender porque la planeación de los Sectores de Minas y Energía contemple la variable ambiental, con el fin de buscar el desarrollo sostenible de Colombia.

5.5. ACTIVIDADES PERMANENTES DE LA UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME)

Por delegación legal, o del MME, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) realiza las siguientes actividades permanentes:

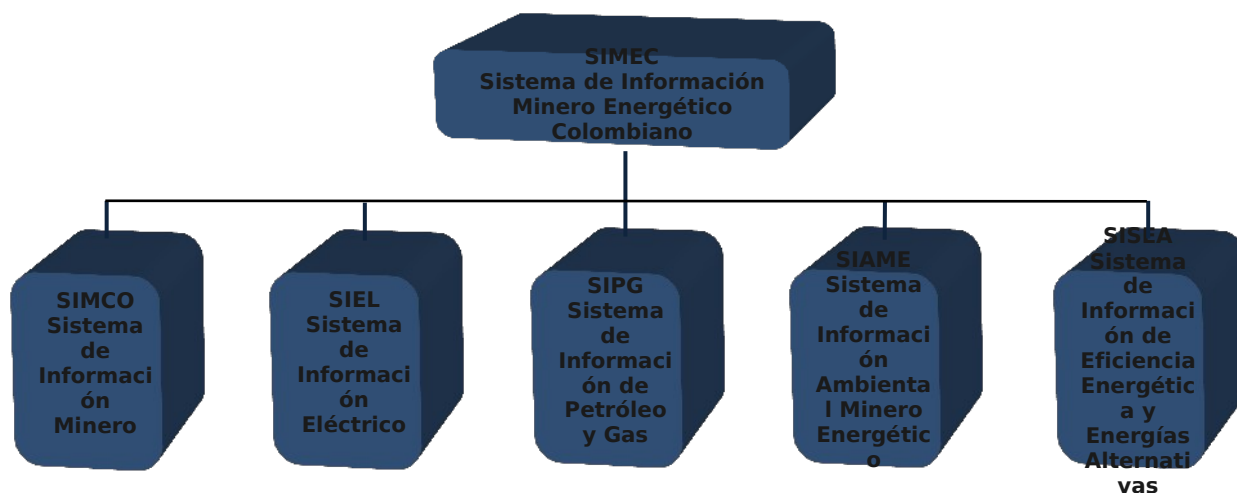
- Emisión de conceptos sobre solicitudes de inscripción de Proyectos de Generación en Fase I y Fase II, acorde con los requerimientos establecidos para la Subasta de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad.
- Evaluación y emisión de conceptos sobre conexiones al STN según requisitos establecidos en el Código de Redes.
- Evaluación de los proyectos presentados por los Operadores de Red (Distribuidores de Energía Eléctrica), que aspiren a ser financiados o cofinanciados con recursos provenientes de los siguientes Fondos Especiales (FAER, FAZNI, Cuota de Fomento de Gas).
- Emisión de conceptos de viabilidad técnica y financiera de proyectos a ser financiados con recursos provenientes del Fondo Nacional de Regalías para el fomento a la minería.

Por delegación del MME la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME):

- Fija el Precio Base de los Minerales para la Liquidación de Regalías.
- Calcula mensualmente los Precios de Referencia de la Gasolina y el Diesel Oil para determinar la Sobretasa.
- Fija por Resolución los Precios de Exportación del Petróleo Crudo para efectos fiscales y cambiarios, a las empresas exportadoras que lo solicitan.
- Asigna de Cupos de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo en Zonas de Frontera, exentos de los Impuestos de Arancel, IVA e Impuesto Global.
- Elabora y publica la lista de Grandes Consumidores de Diesel Oil.

6. SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) administra y gestiona el Sistema de Información Minero Energético Colombiano. Este Sistema está conformado por los siguientes módulos de información:



En las siguientes gráficas se presentan las pantallas de acceso a la información de cada uno de los Sistemas de Información:



<http://www.simec.gov.co/>



<http://www.simco.gov.co/>



<http://www.siel.gov.co/>



<http://www.sipg.gov.co/>



<http://www.siame.gov.co/>



<http://www.si3ea.gov.co/>

La Subdirección de Información, dependencia interna de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), encargada de Administrar el Sistema de Información, tiene asignadas las siguientes funciones:

- 1) Asesorar al Director General en la recomendación de políticas, planes, programas y proyectos relacionados con la información Minero-Energética;
- 2) Coordinar la organización, operación y mantenimiento de la base de información oficial del sector minero-energético, con el fin de garantizar la disponibilidad y calidad de la información;
- 3) Elaborar el Balance Anual Minero-Energético;
- 4) Desarrollar las actividades relacionadas con la administración y operación de la base de información del Sector Minero-Energético, la preparación y divulgación de las estadísticas y los indicadores de evaluación oficiales del Sector y su normalización;
- 5) Elaborar las Memorias Institucionales del Sector Minero-Energético;
- 6) Informar periódicamente a los agentes del sector público y privado sobre la evaluación de los indicadores sectoriales y su incidencia en las actividades socioeconómicas; y
- 7) Las demás que le sean signadas de acuerdo con la naturaleza de la dependencia.

La Subdirección está organizada en Grupos de Trabajo. El Grupo Asuntos Temáticos está subdividido en los siguientes Equipos de Trabajo: Equipo Hidrocarburos, Equipo Energía Eléctrica y Equipo Minería.

Al interior de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) se creó el Comité de Informática, conformado por: El Director General o su Delegado, quien será el Coordinador del Comité; El Subdirector de Información Minero Energética; El Coordinador del Área de Informática de la Subdirección de Información; un funcionario de la Subdirección de Planeación Energética; un funcionario de la Subdirección de Planeación Minera; y un funcionario de la Secretaría General.

El objetivo del Comité de Informática es propender porque todos los proyectos en materia de Informática y desarrollo de Sistemas de Información adelantados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), garanticen los estándares definidos por el Gobierno Nacional y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), orientados a brindar información oficial a los agentes del Sector Público y Privado, así como el apoyo informático requerido para garantizar los servicios tecnológicos que soportan las funciones operativas de la entidad.

7. LECCIONES APRENDIDAS Y RECOMENDACIONES

En el contexto de una economía mundial globalizada, con sistemas energéticos interdependientes, los países son vulnerables frente a requerimientos de importación de energéticos, eventuales crisis energéticas, incrementos o decrementos inesperados de los precios, e incertidumbre sobre la garantía de abastecimiento futuro de fuentes primarias y/o secundarias de energía.

El desarrollo socioeconómico de un país, tiene como condición necesaria la disponibilidad de una oferta energética eficiente, segura, competitiva y duradera, razón por la cual la planificación energética se constituye en un instrumento determinante para establecer una matriz energética diversificada que contribuya a disminuir la alta dependencia de los combustibles fósiles y a ampliar la oferta, con base en la identificación de la disponibilidad de fuentes energéticas renovables más limpias, que redunden en beneficios económicos y sociales para los usuarios finales.

En el caso de Colombia, el proceso de planificación energética se realiza en un marco institucional y normativo robusto. Los procesos de reforma y reestructuración de los diferentes subsectores de energía, no implicaron la supresión de la instancia institucional de planeamiento. Por el contrario, fue en el marco de las reformas que se creó la Unidad de Planeamiento Minero Energético, entidad encargada de *“...planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con las entidades del sector minero energético, tanto entidades públicas como privadas, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros, producir y divulgar la información minero energética requerida”*.

Así mismo, y aunque las reformas subsectoriales no se desarrollaron simultáneamente, en cada una de ellas se reforzó el papel sectorial de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), así como sus funciones. Adicionalmente, se dotó a esta entidad de autonomía administrativa y presupuestal, de tal manera que contara con los recursos necesarios para asumir cabalmente las facultades y competencias que le asignó la Ley.

No obstante, se identifican algunas debilidades de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en ejercicio de sus funciones, en términos de oportunidad y efectividad. Algunas de las debilidades de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) son atribuibles a causas asociadas con su desempeño, mientras que otras, tienen su origen en el entorno que enmarca dicho desempeño.

A continuación, se plantea una aproximación que pretende identificar las causas de origen interno o externo, que pueden estar afectado los resultados del

proceso de planificación energética desarrollado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME):

- ⇒ Parecen no existir los canales de comunicación adecuados entre la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y el MME. Aún cuando, se trata de una entidad adscrita al Ministerio, y éste último ha delegado en la Unidad una serie de funciones relevantes, no siempre es consultada, o no siempre es consultada oportunamente, cuando se trata de la adopción de nuevas políticas energéticas, o el cambio abrupto en las mismas.
- ⇒ No existe a nivel legislativo una norma que establezca oficialmente este canal de comunicación, de tal manera que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) sea entidad de consulta previa obligada, o de tal manera que la Unidad deba pronunciarse sobre directrices de política que se pretendan adoptar.
- ⇒ No existen los canales de comunicación adecuados entre la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y las instancias de regulación de los distintos subsectores. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) no emite concepto sobre las propuestas que las instancias regulatorias plantean adoptar, decisiones que tienen incidencia en la evolución de las variables sectoriales.

Si bien, todos los proyectos regulatorios que se pretenden adoptar, son publicados previamente para someterlos a consulta de todos los interesados, incluyendo gremios sectoriales, empresas y usuarios, y que en ocasiones algunas entidades del Estado se pronuncian sobre los mismos, cuando es de su interés, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) no hace uso de este canal de comunicación que podría coadyuvar a que el planeamiento, la política y la regulación actúen de manera armoniosa.

- ⇒ Las directrices de planeamiento que se derivan del Plan Energético Nacional (PEN), no siempre son acompañadas de decisiones de política y de decisiones regulatorias, consecuentes con dicho Plan. Cuando los escenarios de política energética considerados en el PEN, no coinciden con desarrollos ulteriores de política energética, debería ajustarse el Plan Energético Nacional.
- ⇒ Si bien, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ha mostrado competencia para efectuar análisis de planeamiento energético de mediano y largo plazo, así como, estudios sectoriales y subsectoriales, no cuenta

con recursos humanos suficientes para efectuar análisis, o estudios, que surjan de requerimientos coyunturales. El MME y otras instancias estatales vinculadas al tema energético minero, para la toma de decisiones, requieren de estos apoyos eventuales por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

- ⇒ Como resultado de las reformas sectoriales, la calidad de la información ha experimentado retrocesos. Si bien, en el caso del subsector eléctrico y el subsector de hidrocarburos es aceptable, no sucede lo mismo en los subsectores restantes. Los agentes argumentan que en contextos competitivos, gran parte de la información que deberían reportar en aras de la confiabilidad del proceso de planeamiento, es estratégica y por lo tanto confidencial.
- ⇒ Aún cuando, en los segmentos competitivos del sector energético, solo se requiere en principio de planeación indicativa, para direccionar la toma de decisiones por parte de los agentes que actúan en el respectivo mercado, los reguladores sectoriales han ido flexibilizando con el tiempo las medidas que impedían la concentración de la propiedad en manos de pocos agentes, adquiriendo muchos de los segmentos potencialmente competitivos, características de monopolios u oligopolios. Los objetivos de estos agentes pueden o no coincidir con los objetivos del país en materia energética. En el caso en que los intereses de los agentes con posición dominante, no coincidan con los requerimientos del país, las instancias hacedoras de política, las instancias reguladoras y la instancia de planificación, no cuentan con instrumentos legales, o normativos, que les permitan intervenir.
- ⇒ El consumo de electricidad y de gas natural de usuarios de bajos ingresos se encuentra subsidiado. Igual sucedía hasta hace poco con los precios de la gasolina y el diesel oil. Estos subsidios distorsionan las señales de precios y afectan las inferencias que pueden derivarse del proceso de planeamiento energético. En la medida en que las políticas en materias de subsidios no son estables, los resultados del planeamiento energético se plantean en un marco de incertidumbre.
- ⇒ En Colombia no existe un régimen tributario neutral, frente a energéticos sustitutos. Las definiciones en materia impositiva, como en el caso de los subsidios, distorsionan las señales de precios y afectan las inferencias que pueden derivarse del proceso de planeamiento energético. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) sería la instancia idónea para evaluar los impactos potenciales sobre la oferta y la demanda de energía, que pudieran derivarse de nuevas disposiciones en materia tributaria.

- ⇒ En Colombia la normatividad ambiental todavía es laxa frente al uso de tecnologías contaminantes, y frente al desarrollo de procesos de producción que no cumplen con estándares internacionales en materia ambiental. Lo anterior, aunado a las decisiones que se adoptan en materia de subsidios y gravámenes al consumo de algunos energéticos, impacta de distintas formas la eficiencia energética y la penetración de fuentes no convencionales de energía. Existen barreras técnicas, económicas, financieras, legales, e institucionales, que han impedido el desarrollo de programas para promocionar el uso de fuentes de energía no convencionales, o programas viables de uso racional de energía.

Con base en la aproximación realizada, se plantean las siguientes recomendaciones:

En Materia Institucional

- ✓ Por vía normativa, establecer los canales de comunicación entre las instancias hacedoras de política y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), cuando se trate de la adopción de decisiones que incidan en el Plan Energético Nacional (PEN).
- ✓ Por vía normativa, establecer los canales de comunicación entre las instancias reguladoras y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), cuando se trate de la adopción de decisiones que incidan en el Plan Energético Nacional (PEN).
- ✓ Someter el “Plan Energético Nacional” a la aprobación del MME. Las directrices de política que se deriven del PEN, deben ir acompañadas de decisiones de política y de decisiones regulatorias, consecuentes con dicho Plan.

En Materia de Información

- ✓ Por vía normativa, establecer la obligación de las instancias institucionales sectoriales y de los agentes que actúan en los diferentes subsectores del sector energético, de suministrarle a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la información que esta entidad solicite. Se deberán establecer definiciones, protocolos y procedimientos para el reporte y captura de la información.

En Materia de Recursos

- ✓ Proporcionar a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) recursos humanos acordes con la cantidad y relevancia de las funciones asignadas y demás tareas que demanda el Sector Energético por parte de la entidad. En este sentido es importante resaltar que continuamente le han sido delegadas a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) funciones por parte del MME, sin dimensionar los requerimientos de capital y de recursos humanos adicionales.

En Materia de Política

- ✓ Evaluar la política existente en materia de subsidios y gravámenes a los productos energéticos, de tal manera que puedan racionalizarse desde el punto de vista fiscal y desde el punto de vista energético.
- ✓ Evaluar la política existente en lo relacionado con el uso de tecnologías contaminantes, y frente al desarrollo de procesos de producción que no cumplen con estándares internacionales en materia ambiental, de tal manera que puedan desarrollarse en el país programas para promocionar el uso de fuentes de energía no convencionales, o programas viables de uso racional de energía.

Evaluar la posibilidad de dotar al MME y a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) con instrumentos que les permitan modificar el esquema de planeamiento indicativo, por un esquema de planeamiento directivo, cuando en aquellos segmentos de la industria controlados por monopolios u oligopolios, la inacción de estos actores pongan en riesgo el abastecimiento de la demanda nacional en el segmento respectivo.