

UPME

Plan Energético Nacional

**Estrategia Energética Integral
Visión 2003 * 2020**

333.79
U681
G. 2

Plan Energético Nacional

Estrategia Energética Integral

Versión 2003*2020

Plan Energético Nacional
Estrategia Energética Integral, Visión 2003 - 2020

Ministerio de Minas y Energía
Luis Ernesto Mejía C. - Ministro

Unidad de Planeación Minero Energética
Julián Villarruel Toro - Director General

Subdirector de Planeación Energética
Camilo Torres Trujillo (Hasta Marzo de 2003)
Camilo Quintero Montaña

Elaboró:
Subdirección de Planeación Energética

Equipo de Trabajo UPME:
Ismael Concha P.
Manuel Gómez P.
Camilo Quintero M.
Camilo Torres T.
Daniel Vesga A.
Oscar Urrea R.

Asesores:
Felix Betancourt A.
Ángela Inés Cadena M.
Germán Corredor A.
Jorge Pinto N.

Pre-Prensa:
www.digitosydisenos.com

Impreso por:
www.digitosydisenos.com

Este libro es publicado por:
Unidad de Planeación Minero Energética
© 2003 – Derechos Reservados
Puede citarse cualquier parte de este libro, con los créditos respectivos.

Hecho en Colombia

CONTENIDO

PLAN ENERGÉTICO NACIONAL	7
INTRODUCCIÓN	9
BASES PARA LA DETERMINACIÓN DE LA ESTRATEGIA	15
Minimización de la participación del Estado en las actividades productivas	15
Utilización de mecanismos de mercado e introducción de la competencia	16
Integralidad en la definición de las políticas	17
Eficiencia asignativa de recursos	17
Suficiencia energética	18
Contribución del sector al desarrollo científico y tecnológico	19
Garantizar la integralidad de la cobertura energética	20
ENTORNO INTERNACIONAL	25
ENERGÍA EN COLOMBIA 1997 – 2001	35
El contexto socioeconómico	36
El contexto institucional	39
Energía y medio ambiente	44
Consumo final de energía	46
Ure	51
Oferta de energía	53
Petróleo y derivados líquidos	54
Glp	57
Gas natural	58
Electricidad	60
Carbon mineral	63
Energías renovables	65
ENERGÍA EN COLOMBIA 2003– 2020	69
1. Metodología de proyección	69
Modulo balance del modelo ENPEP	70
2. Supuestos del ejercicio de proyección caso base	71
Supuestos macroeconómicos	71
Supuestos de precios	72
Precios gas natural boca pozo	73
Precios de la electricidad	75
Supuestos de política energética	78
Oferta de energía	78

3. Resultados del ejercicio de proyección	80
Producción de energía primaria	80
Demanda de energía primaria y comportamiento de las importaciones	83
Demanda de energía final	85
Gasolina motor	95
Diesel oil	98
Gas natural	101
Energía eléctrica	102
Carbón	103
Gas licuado de petróleo, GLP	104
Otros derivados: Fuel oil, JP-A (Turbosina) y Avigas	105
Importaciones y exportaciones de energía	106
4. Supuestos para las sensibilidades	108
Resultados de la sensibilidad al PIB	110
Demanda de energía final por energético	111
Demanda de energía final por sector	112
Resultados de la sensibilidad al precio de la gasolina motor y diesel oil	113
Resultados de la sensibilidad del programa CONOCE	114
GARANTIZAR EL APOORTE A LA BALANZA COMERCIAL Y A LOS INGRESOS DE LA NACIÓN	119
Petróleo y derivados	119
Gas natural	126
Sector eléctrico	128
Carbón	130
CONSOLIDAR EL ESQUEMA COMPETITIVO EN LOS DIFERENTES MERCADOS	135
Hidrocarburos líquidos	136
Gas natural	139
Sector eléctrico	142
Carbón mineral	145
PROFUNDIZAR EL PLAN DE MASIFICACIÓN DE GAS	149
El Gas natural	149
El GLP	151
AMPLIAR Y GARANTIZAR LA OFERTA INTERNA DE ENERGÉTICOS CON PRECIOS EFICIENTES Y ADECUADA CALIDAD	157
Combustibles para el sector transporte	158
GLP	159
Gas Natural	159
Electricidad	160
Carbón	162
Biocombustibles	162
Calidad, seguridad, e impacto ambiental	163

FAVORECER EL DESARROLLO REGIONAL Y/O LOCAL	169
Utilización de fuentes puntuales	169
Incremento del abastecimiento de energía vía extensión de redes hacia zonas no conectadas	170
Abastecimiento de energía a zonas aisladas	172
INVESTIGACION Y DESARROLLO: INCORPORACION DE NUEVAS FUENTES Y TECNOLOGIAS	177
Desarrollo de la investigación en energía en Colombia	177
Elementos para la construcción de un Plan	179
Líneas de investigación recomendadas	181
Líneas de investigación en curso en algunas instituciones	182
USO RACIONAL DE ENERGÍA	185
Directrices de orientación	186
Instrumentos económicos	187
Instrumentos legales	188
Instrumentos culturales	188
Instrumentos informativos	189
ASPECTOS AMBIENTALES	193
ANEXO A: LINEAS ESTRATEGICAS Y ESTRATEGIAS DE LOS OBJETIVOS DEL PEN	199
ANEXO B: LINEAS ESTRATEGICAS Y ESTRATEGIAS IDENTIFICADAS PARA LOS DIFERENTES ENERGETICOS	213
SIGLAS Y ABREVIATURAS	227

PLAN ENERGÉTICO NACIONAL

PRESENTACIÓN

Es grato para mí entregar al país el Plan Energético Nacional, que en esta versión se ha denominado "Estrategia Energética Integral, Visión 2003-2020". A través del mismo confiamos consolidar el proceso de cambio en el sector energético que se inició a comienzos de la década de 1990, con la sanción de las leyes eléctrica y de servicios públicos, y que se profundiza en esta versión con la vinculación de las interconexiones internacionales como variable fundamental en nuestros planes de expansión.

Si bien hemos avanzado un largo trecho en el proceso de modernización del sector, acoplándolo al nuevo entorno de globalización de las economías, es necesario profundizar las reformas iniciadas en el subsector eléctrico, aplicándolas a los demás subsectores. Teniendo en cuenta que cada día los avances tecnológicos posibilitan la utilización de los diferentes portadores energéticos en más usos finales, generándose así multiplicidad de opciones de sustitución, es necesario que las políticas de los diferentes energéticos sean coherentes.

Es en este punto donde la política de precios de los diferentes energéticos adquiere un rol preponderante. En este Plan estamos avanzando en este aspecto, evidenciando la necesidad de contar con esquemas claros y transparentes que revelen los costos de cada uno de ellos, con el fin de lograr una asignación eficiente de los recursos.

Colombia cuenta con una situación que podemos considerar como privilegiada en Latino América. Contamos con suficientes recursos en petróleo, gas, y carbón que hacen que la oferta de energéticos sea variada y no se constituya en un factor que dificulte el desarrollo socioeconómico del país. El sector minero-energético ha sido tradicionalmente un generador de divisas para nuestro país, a través de la exportación de petróleo y carbón. En este plan presentamos y analizamos los parámetros tendientes a contrarrestar la reducción de ingresos por la exportación de petróleo que se pueda presentar en el futuro cercano.

Ante todo lo mencionado quiero mostrar que nuestra visión de largo plazo está orientada a hacer del sector privado el principal actor en el desarrollo del sector, teniendo en cuenta los altos niveles de recursos que su expansión implica. En concordancia con esto planteamos la necesidad de extender los mecanismos de mercado a todos los subsectores, con el fin de generar el ambiente propicio para la inversión y desarrollo del país.

Pero no son todas estas labores exclusivas del Ministerio de Minas y Energía. Es necesario el compromiso de todos los actores, privados y públicos, para lograr materializar los objetivos aquí depositados, y avanzar así con decisión en la construcción de una Colombia mejor para el Siglo XXI.



LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía

INTRODUCCIÓN

El Plan Energético Nacional es realizado por la UPME cumpliendo lo establecido en el Artículo 16 de la Ley Eléctrica 143 de 1994, y en el cual se dan lineamientos de política para el desarrollo del sector energético en el largo plazo. La UPME ha realizado dos planes, el primero de ellos publicado en mayo de 1994. En este Plan se recogieron los estudios iniciados por la Comisión Nacional de Energía y finalizados por la UPME. El segundo Plan fue publicado en 1997, el cual se denominó "Autosuficiencia Energética Sostenible". Este documento, que hemos denominado "Estrategia Energética Integral, Visión 2003-2020", se constituye entonces en el tercer Plan Energético Nacional desarrollado por la UPME.

El Plan fue desarrollado por un equipo de trabajo interno de la Unidad, que en una primera fase elaboró el diagnóstico; posteriormente se desarrollaron los Objetivos y Líneas Estratégicas, para lo cual se contó además con el apoyo de expertos sectoriales externos a la UPME. Todo el proceso concluyó con la consulta del documento por parte de los agentes del Sector los cuales realizaron comentarios que fueron valorados y validados para su incorporación.

En la definición de objetivos y líneas estratégicas se han tenido en cuenta tanto los planes elaborados anteriormente por la UPME como las líneas de política establecidas en el Plan de Desarrollo del presente Gobierno. Todo ello enmarcado por el diagnóstico del sector, es decir, su desempeño reciente.

Los objetivos de largo plazo continúan siendo los mismos definidos en los planes anteriores, salvo el objetivo instrumental enfocado a la adecuación institucional del sector energético al nuevo ambiente de mercado. Sin embargo, en esta versión se han agrupado los objetivos en forma ligeramente diferente, dada la evolución al presente de las reformas. Además, los objetivos relacionados con el medio ambiente y el uso racional de energía han sido involucrados dentro de los otros, dado que son transversales a todos ellos. Presentamos a continuación un breve resumen de los seis objetivos, tal como fueron redefinidos.

1. MANTENER O INCREMENTAR EL APORTE DEL SECTOR A LA BALANZA DE PAGOS:

En el corto plazo se espera una reducción de los ingresos generados por la exportación de crudo, tendencia declinatoria que se espera revertir en el largo plazo. Para contrarrestar los efectos de esta declinación se han diseñado acciones en otros frentes. Incrementar las exportaciones de petróleo y carbón, así mismo como la interconexión energética (hablando de gas natural y electricidad) con otros países, surgen como ejes centrales para el cumplimiento de este objetivo. Adicionalmente, el generar productos con valor agregado como los

combustibles líquidos y los productos petroquímicos para el caso del petróleo, o como el coque para el caso del carbón, se abre como una posibilidad de nuevas exportaciones e incluso como una posibilidad de reducir importaciones de energéticos o materias primas.

2. CONSOLIDAR EL ESQUEMA COMPETITIVO EN LOS DIFERENTES MERCADOS:

Las ventajas de la competencia en aquellos segmentos del mercado donde ello es posible e incluso deseable, son indudables, especialmente por las mejoras en la eficiencia productiva. El sector privado, con incentivos adecuados y unas reglas de juego claramente definidas, puede generar alternativas para el consumidor, quien encuentra en la diversificación y la posibilidad de escogencia, una garantía para prevenir la colusión en precios, lo cual ocurre cuando se consolida no la competencia sino posiciones de dominio. Las actividades monopólicas por naturaleza como la transmisión de energía eléctrica o el transporte de gas deberán tener precios regulados que generen eficiencia. Es fundamental garantizar el libre acceso, de manera que los demás segmentos del mercado funcionen. Por lo anterior, los derechos de propiedad, la separación de actividades, la apertura de empresas, la organización productiva y las modalidades de coordinación y funcionamiento de los sectores de hidrocarburos, eléctrico y gas natural son los temas en los cuales se debe avanzar.

3. PROFUNDIZAR EL DESARROLLO DEL PLAN DE GAS.

El país cuenta con importantes reservas de gas. Se debe entonces consolidar el plan de masificación de gas y tomar las medidas necesarias para incrementar su producción (exploración y desarrollo de nuevos campos) y consumo (ampliación de cobertura, uso del gas vehicular, gas como insumo petroquímico, entre otros), así como el desarrollo de proyectos de exportación, sin descuidar el abastecimiento interno. El mayor estímulo al desarrollo del mercado interno radica en establecer una política de precios relativos que expresen adecuadamente la escasez de cada energético, en particular del GLP y del diesel.

4. AMPLIAR Y GARANTIZAR LA OFERTA INTERNA DE ENERGETICOS CON PRECIOS EFICIENTES Y ADECUADA CALIDAD:

El aumento de la cobertura de energía a todas las regiones y sectores del país constituye una de las preocupaciones permanentes de la política energética y de los diferentes planes de gobierno. No obstante, dicha preocupación no se ha traducido siempre en acciones concretas y efectivas que reconozcan las particularidades asociadas con la ampliación de la cobertura, así como las asimetrías regionales. Esta supone, en unos casos, que podremos denominar extensión del servicio vía redes, propiciar las condiciones para que las empresas suministradoras de combustibles y prestadoras del servicio se vean interesadas en este propósito, mediante la posibilidad de recuperación de los costos derivados de la extensión y/o modernización del abastecimiento. En otros casos, que denominaremos energización rural, y que trataremos en el siguiente objetivo, se requiere una mayor injerencia del Estado en el diseño de mecanismos e incentivos para lograr la sostenibilidad técnica, financiera,

económica e institucional de las soluciones energéticas propuestas, las cuales deben ser concebidas en el contexto de los planes de desarrollo regional o local.

5. FAVORECER EL DESARROLLO REGIONAL Y LOCAL:

El incremento del abastecimiento de energía en zonas aisladas corresponde a actividades difícilmente rentables, al menos en sus etapas iniciales. Esto, más los débiles niveles y posibilidades de desarrollo de esas zonas, hacen indispensable la consideración e implementación de esquemas diferentes a los esquemas de suministro de energéticos y extensión de redes que se han manejado tradicionalmente. La preocupación de la política, debe ir más allá de la simple búsqueda de mecanismos, incentivos y/o subsidios que rentabilicen la participación privada, para propiciar un uso productivo de la energía que genere excedente importantes, vista esta como componente de la infraestructura requerida para alcanzar un desarrollo regional o local. En otras palabras, se hace necesario, en primer lugar, redefinir las condiciones de acceso de la población urbana y rural de bajos recursos al servicio de energía bajo una óptica de desarrollo regional, que incorpore la energía como un factor de desarrollo en conjunción con otros factores infraestructurales, ambientales, económicos, sociales e institucionales. Las soluciones energéticas deben identificarse en el marco de los planes de desarrollo regional o local, donde las diferentes inversiones sean analizadas y priorizadas a la luz de las preferencias de la población. Además de la sostenibilidad técnica y financiera de las soluciones planteadas y que en la mayoría de los casos presenta retos similares a la extensión del suministro en áreas urbanas, excepto cuando no existen economías de escala; es necesario considerar la sostenibilidad económica e institucional de la solución propuesta.

6. INCORPORAR NUEVAS FUENTES Y TECNOLOGIAS:

El cambio tecnológico constituye una variable de decisiva importancia en el desarrollo de los sistemas energéticos. Se prevé que la introducción de tecnologías más eficientes y ambientalmente compatibles, tanto en el suministro como uso final de energía, contribuirán a la constitución de sistemas energéticos más productivos y a una utilización más eficaz de los recursos disponibles. Un aspecto a considerar con cuidado es el hecho de que inversiones de capital físico y humano en tecnologías más eficientes, pero cuyos resultados puedan ser vistos solo en el largo plazo, pueden ser consideradas poco atractivas en un ambiente de mercado donde la rentabilidad de corto plazo es el principal criterio de decisión. Fuentes de energía no fósiles y nuevas tecnologías de conversión han hecho su aparición en el portafolio de opciones energéticas. En particular, existe un creciente interés en el desarrollo de las energías renovables como contribución a un sistema energético global sostenible en el largo plazo. Para enfrentar estos retos es necesario coordinar eficientemente el uso adecuado de los recursos a dedicar a investigación y desarrollo, los cuales son escasos. Es fundamental la definición correcta y clara de líneas de investigación concretas y útiles para el entorno colombiano.



Plan Energético Nacional

Bases para la
Determinación
de la Estrategia

BASES PARA LA DETERMINACIÓN DE LA ESTRATEGIA

El Plan Energético Nacional, que en esta edición se ha denominado "Visión 2003-2020" mantiene básicamente el mismo derrotero establecido por los dos planes anteriores publicados por la UPME¹. Algunos de los objetivos y estrategias planteados en estos planes ya han sido alcanzados, especialmente aquellos llamados "instrumentales" en el primer Plan. Por esta razón el presente documento organiza en forma diferente los objetivos, si bien el espíritu continúa siendo el mismo.

La Visión ha sido definida teniendo en cuenta los siguientes 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 la competencia en todos los 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.
- Garantizar la integralidad de la cobertura energética.

A continuación se presentan en detalle cada uno de los lineamientos mencionados.

MINIMIZACIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DEL ESTADO EN LAS ACTIVIDADES PRODUCTIVAS

El Estado debe abstenerse, siempre que sea posible, de invertir recursos en actividades que por su naturaleza, pueden ser desarrolladas por el sector privado.

¹Plan Energético Nacional, PEN", Mayo, 1994, UPME, y "Plan Energético Nacional 1997-2010 Autosuficiencia Energético Sostenible", 1997, UPME.

Esta premisa implica, en primer lugar, reconocer que los recursos con que cuenta el Estado son limitados y que por lo tanto debe ceder su participación en la actividad productiva a la iniciativa privada, y tratar de concentrar mayoritariamente sus esfuerzos en inversión social, entendida ésta como la asignación de los escasos recursos disponibles a sectores más afines con el bienestar y desarrollo del capital humano, como pueden ser la salud y la educación.

La participación del Estado en las actividades productivas debe tratar de limitarse a las áreas donde la sola iniciativa privada no sea suficiente, o donde la actividad no sea rentable y en consecuencia la inversión privada se haya abstenido de participar, o donde socialmente se requiera, o donde exista una tradición de buena gestión empresarial con proyección futura.

Dadas las obligaciones estatales, establecidas por La Constitución, en el sector energético el Estado no puede sustraerse totalmente, siendo necesario un cierto grado de participación y control, ya que muchas de las actividades que en el sector se realizan, son de utilidad pública y no pueden ser interrumpidas.

UTILIZACIÓN DE MECANISMOS DE MERCADO E INTRODUCCIÓN DE LA COMPETENCIA EN TODOS LOS ENERGÉTICOS

Como complemento a la búsqueda de minimizar la participación del Estado en las actividades productivas, se deben introducir esquemas de competencia en los procesos de producción, transporte, distribución y comercialización de los energéticos. La introducción de estos mecanismos busca evitar la creación de monopolios privados, que podrían presionar a alzas excesivas en el precio de los energéticos, aprovechando que normalmente cuentan con usuarios cautivos.

La existencia de la competencia es indispensable allí donde se quiere crear un mercado, pues como resultado de esta se pueden obtener ventajas para los consumidores o usuarios, tales como mejoras en la calidad del servicio, o competencia por precios.

En aquellas actividades de carácter monopólico, el Estado tiene la obligación de regularlas. Tal es el caso de la distribución, o transmisión de electricidad, o el transporte de hidrocarburos y gas natural.

Los monopolios públicos, por lo general tienden a ser vulnerables a grupos de presión, o a caer cautivos de grupos de interés, forzando las tarifas por debajo (o por encima, según el caso) de los costos de prestación, generando ineficiencias en la gestión del servicio. Es en estos casos en donde la regulación y control es aconsejable con el fin de minimizar estas intervenciones.

Tradicionalmente el sector energético en Colombia se manejó con criterios monopolísticos y de planeamiento centralizado, con fuerte participación estatal (esta aproximación ha probado ser adecuada en las fases de desarrollo de las infraestructuras, especialmente aquellas intensivas en redes, dadas las altas magnitudes de inversión requeridas). Una vez desarrollados los sistemas de producción, transporte y distribución se presentó una faceta no deseada de este modelo, cual fue la captura de las empresas por intereses políticos, especialmente en el subsector eléctrico. Teniendo en cuenta que ya se habían alcanzados niveles adecuados de desarrollo de la infraestructura, haciendo factible la participación privada, se expidieron la Ley Eléctrica y la Ley de Servicios Públicos que introdujeron mecanismos de mercado.

INTEGRALIDAD EN LA DEFINICIÓN DE LAS POLÍTICAS, DÁNDOLE UNA VISIÓN DE CONJUNTO A TODO EL SECTOR

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.

Por lo anterior se ha tomado como uno de los ejes fundamentales de este documento, el principio de 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.

A modo de ejemplo, se puede citar el caso de la dieselización del parque automotor en el país, en la última década, que es consecuencia de una serie de decisiones que se han tomado en materia impositiva y de precios de los combustibles, sin que exista una política voluntaria y específica de dieselización del parque automotor. Esto trae consecuencias de peso sobre el sistema energético colombiano, con efectos sobre los modos de transporte, y sobre la calidad del aire.

EFICIENCIA ASIGNATIVA DE RECURSOS

Como se ha visto en los incisos anteriores, la estrategia energética se enfoca a la participación del sector privado en su operación y expansión, así como la utilización de mecanismos de mercado que propendan por un mayor nivel de competencia, en aras de una mayor eficiencia en los procesos productivos.

En presencia de mercados crecientemente competitivos, se tendería a mejorar el grado de eficiencia asignativa, alcanzando una mejor distribución de los recursos entre las actividades productivas.

Sin embargo, las condiciones de mercados competitivos no se han alcanzado totalmente en el caso Colombiano, por diversas razones. Mas aun, algunos energéticos como la electricidad, el gas natural o el carbón se rigen por mecanismos de mercado, mientras que otros no. Esta mezcla de condiciones aunada al hecho de no contar con mercados perfectos hace que la eficiencia asignativa no se alcance a través de las fuerzas del mercado.

Es entonces cuando se hace necesario que el Estado direcciona y oriente las políticas en cada uno de los energéticos, con miras a obtener condiciones similares a las que se darían en casos de mercado perfecto. Esta es una de las guías que orientan la definición de las políticas y sus líneas estratégicas.

Es de anotar que el tipo de propiedad, pública o privada, tiene influencia sobre la eficiencia. Estudios del tipo agente-principal muestran que la privatización de empresas en mercados competitivos promueve la eficiencia asignativa, mientras que para mercados no competitivos esta misma acción promueve la eficiencia interna mas no la eficiencia asignativa².

SUFICIENCIA ENERGÉTICA

Se quiere que el país disponga en todo momento de los recursos energéticos suficientes. Para ello se deben combinar los recursos propios con los recursos de importación, de preferencia de los países vecinos.

Es bueno insistir, que en ningún momento se trata de plantear una visión de autosuficiencia a partir de recursos propios, pues se trata de integrarse tanto regionalmente como globalmente.

El país debe considerar sus propios recursos, pero también debe considerar los recursos que le puedan ofrecer los países vecinos, y muy especialmente Ecuador y Venezuela, así como los recursos sobrantes que a su vez Colombia les pueda ofrecer a estos países. Esto es especialmente cierto en lo que se refiere al gas natural y a la electricidad.

En lo que se refiere a los combustibles líquidos y glp, cabe decir que el país cuenta con capacidad de refinación adecuada, pero no se pretende una autarquía en la materia, sino de tener adicionalmente la capacidad portuaria suficiente para importar los faltantes que sean necesarios y exportar los sobrantes de nuestras refinarias.

En el caso del petróleo crudo, en los últimos 50 años, gracias a la geología de su territorio, Colombia durante la mayor parte del tiempo ha sido exportador de petróleo, aunque ha tenido épocas donde ha sido importador.

²"La teoría y la práctica de las Privatizaciones", Vittorio Corbo, 2002

En la actualidad el país exporta petróleo, pero si no se hacen descubrimientos en los próximos años Colombia volverá a la categoría de importador. Se han venido haciendo los esfuerzos para evitar que esto suceda, a nivel de la reglamentación para mejorar las condiciones de los inversionistas internacionales para que vengan a explorar, así como a nivel de las inversiones directas de Ecopetrol en exploración.

Sin embargo, si la búsqueda de petróleo se revela como infructuosa, el país debe estar preparado para enfrentar esta eventualidad, la cual comporta necesariamente importar combustibles y/o petróleo, y una mayor sinceración de los precios, así como el país deberá enfrentar la situación de no contar con los recursos que genera la exportación de petróleo.

CONTRIBUCIÓN DEL SECTOR AL DESARROLLO CIENTÍFICO Y TECNOLÓGICO

El sector energético, pudiera ser un motor de desarrollo del conocimiento en Colombia. Sin embargo, la participación del sector privado extranjero y nacional en la materia, tradicionalmente ha sido pobre, aunque con excepciones.

En la industria de la producción de hidrocarburos y la distribución de combustibles líquidos, a pesar de que contamos con la presencia en nuestro territorio de multinacionales de gran tamaño y trayectoria, su aporte al desarrollo científico y tecnológico es mínimo, pues todas sus actividades en I&D las realizan en sus centros de investigación por fuera del país, y no patrocinan ni aportan recursos para institutos de investigación nacionales.

Igual cosa sucede con la industria del gas en distribución y transporte, las empresas muestran un interés muy escaso en I&D. El sector del gas natural no cuenta desgraciadamente con ningún centro de I&D propio.

En el sector de los hidrocarburos, la empresa estatal, Ecopetrol, financia un centro de investigaciones: el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). Pero, se trata de una entidad estatal al servicio de Ecopetrol, en la cual no participan las empresas internacionales.

En el caso del Carbón, existe un centro de investigaciones, en la Universidad del Norte, en Barranquilla, con apoyo de Colciencias y el sector privado representado en las grandes minas de carbón de la costa atlántica.

El sector eléctrico cuenta con el Centro de Investigaciones para el Desarrollo Tecnológico (CIDET), el cual cuenta con apoyo de Colciencias y de las empresas del sector. Es de temer que con las privatizaciones en el sector eléctrico, como un efecto colateral no deseado de dichas privatizaciones, se disminuya el apoyo a este centro.

La participación de los entes públicos en la promoción de la investigación, no debería ser necesariamente así, todas las veces. A modo de ejemplo, se pueden citar centros de investigación financiados básicamente con recursos de la propia industria, tal es el caso de Cenicaña, para la industria de la caña de azúcar.

Cabe comentar, que en países como Francia y Gran Bretaña, es común que cada industria patrocine un centro de investigaciones en su área de competencia, con capital mayormente privado, y el cual hace I&D para cubrir los intereses de dicha industria. En el caso colombiano, le ha correspondido al Estado intentar llenar los vacíos que no cubren los privados.

Sería iluso pretender que aquellos sectores que no han creado centros de investigación en tantos años de actividad, lo vayan a hacer de iniciativa propia si no cuentan con los incentivos adecuados, pues aparentemente les basta con tener sus propios centros de investigación en sus lugares de origen, o simplemente consideran que no requieren desarrollar ni patrocinar este tipo de actividades.

Es por lo anterior, que se debería crear por ley, la contribución obligatoria de estas empresas a centros de investigación para cada industria y desarrollados por ellos mismos, contribución que sería deducible de impuestos.

GARANTIZAR LA INTEGRALIDAD DE LA COBERTURA ENERGÉTICA

Dar la posibilidad de cobertura a todos los habitantes del territorio nacional, es parte fundamental del PEN, esto enmarcado dentro de criterios de eficiencia energética, y de eficiencia financiera.

No se trata entonces de llevar cualquier energético a cualquier costo a cualquier rincón del territorio nacional. Se trata de cubrir las necesidades de los habitantes utilizando los recursos disponibles, y solo allí donde sea indispensable se aplicarían subsidios al energético correspondiente o a su transporte.

Por ejemplo, en el caso del gas natural y del GLP, se desea que allí donde la red de gas natural no llegue, y donde sea antieconómico llevarla allí, se recurre al GLP.

Asimismo, cuando la red eléctrica no llegue a un territorio lejano por ser antieconómico, se debe recurrir a la construcción o implementación de soluciones locales.

Para lograr la meta planteada de cobertura plena, ésta se debe inscribir dentro del siguiente marco de referencia:

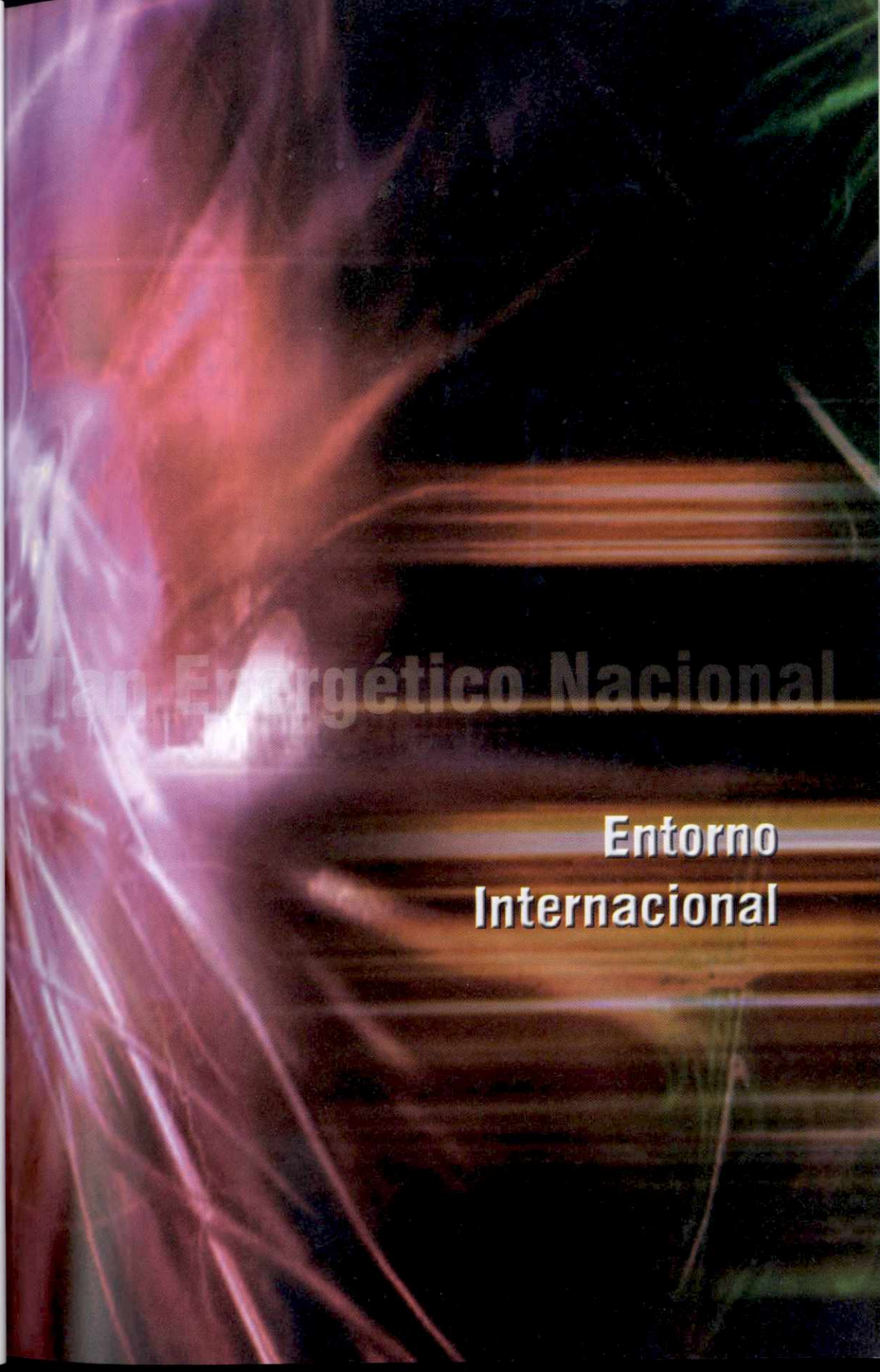
En primer término, se debe buscar que al plantearse las metas de ampliación de la cobertura de los diferentes energéticos, se tenga en consideración la disponibilidad a pagar y la capacidad de pago de los usuarios, con el fin de prestar servicios adecuados y dimensionados a la medida de los usuarios, sin que esto implique servicios de mala calidad. No tiene sentido proveer de un servicio de alta calidad y por lo tanto de costo mas elevado, para cubrir unas necesidades que no lo requieren, pero que pueden representar una carga insostenible para el usuario de escasos recursos.

En segundo termino, se debe partir del principio de que nada debe ser regalado para ningún usuario, y que cada quién debe pagar en la medida de sus posibilidades, pues de otro modo se estaría incentivando la cultura del no pago, y el desperdicio del recurso en la medida en que el usuario no lo valora, o le da un valor inferior al que realmente tiene.

En tercer término, se debe propender por que los desarrollos y ampliación de cobertura, en principio sean producto de la actividad privada, y como consecuencia de una decisión empresarial. Sin embargo, no siempre la ampliación de la cobertura de un servicio es rentable, y es allí donde el Estado debe intervenir como promotor o como desarrollador directo o indirecto de la actividad, que de otro modo no se daría. Tal es el caso de la ampliación de la red de transmisión eléctrica, o la red de transporte de gas.

Habrá localidades y algunos sectores de las grandes ciudades, que requerirán del apoyo estatal en las inversiones que se hagan, para hundir costos, y no cobrarlos en la prestación del servicio.

Por lo anterior, el Estado debe ser muy cuidadoso en la asignación de los recursos correspondientes, para hacerlo eficientemente y no incurrir en decisiones antitécnicas que desperdicien los recursos. Aquí es muy importante el fijar criterios técnicos, medibles, para la toma de las decisiones, con el fin de evitar decisiones discrecionales.



Plan Energético Nacional

Entorno Internacional

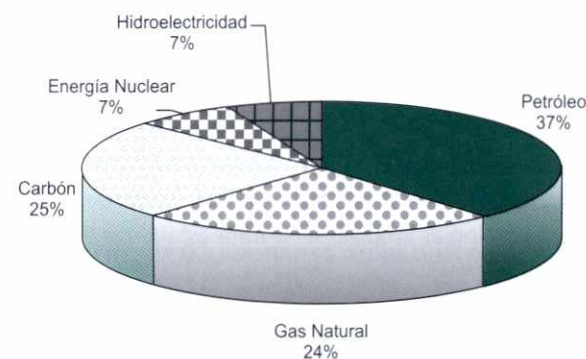
ENTORNO INTERNACIONAL

Las proyecciones de consumo mundial de energía realizadas por diferentes organismos muestran que la demanda de energía continuará creciendo de manera sostenida, y los combustibles fósiles continuarán dominando la canasta energética mundial. Sin embargo las tasas de crecimiento no son uniformes en todos los países. Las zonas de Asia y de Sur América presentan tasa mas altas que la de los países desarrollados.

El entorno energético mundial ha estado caracterizado por varios aspectos en el pasado reciente: ambiente de precios altos de crudo, recesión económica mundial,

La grafica muestra el consumo mundial de energía en el año 2001.

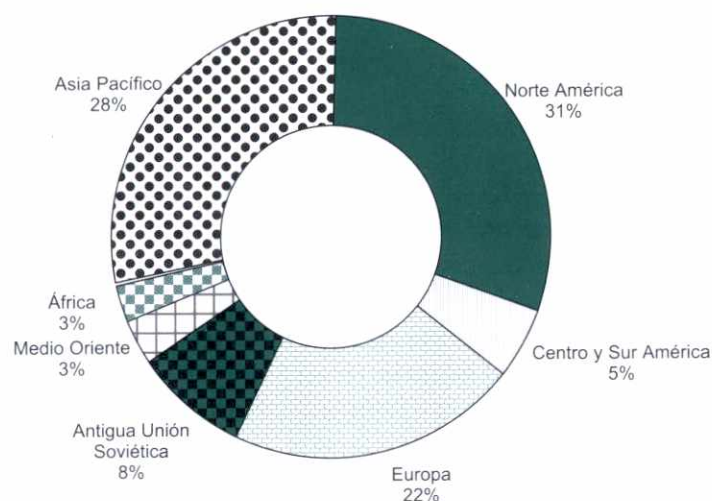
**CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA
2001**



Los recursos energéticos son suficientes para atender la demanda por lo menos durante las tres próximas décadas, pero se plantean interrogantes sobre la seguridad del abastecimiento, el impacto ambiental y las grandes inversiones necesarias en infraestructura energética.

Uno de los resultados más importantes es que el comercio energético se expandirá rápidamente. En particular, los países y regiones consumidoras de petróleo y gas natural, verán incrementar sus importaciones de manera dramática. El comercio de energéticos incrementará la dependencia mutua entre las naciones, pero a la vez incrementará las preocupaciones sobre la vulnerabilidad del abastecimiento energético, dado que la producción seguirá estando concentrada en un número pequeño de naciones. En este sentido, los esfuerzos para cambiar hacia energéticos no-fósiles pueden tener un impacto de importancia sobre la dependencia de las importaciones.

CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR REGIONES 2001



Las necesidades de expansión en todos los eslabones de la cadena energética implicarán altas inversiones de capital. En los países en desarrollo, donde será necesaria una gran parte de estas inversiones, se requerirá de un esfuerzo especial para atraer inversionistas de los países industrializados.

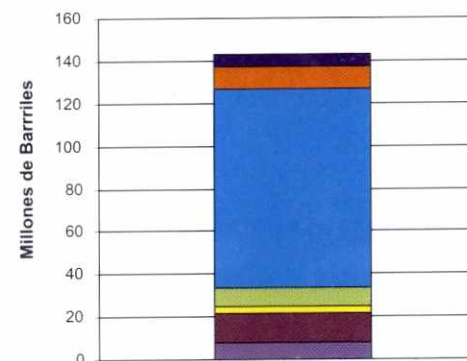
Las emisiones de dióxido de carbono relacionadas con la energía crecerán un poco más rápido que el consumo de energía, a pesar de las medidas adoptadas hasta el momento. Sin embargo, ante un escenario de políticas adicionales en los países de la OECD, junto con un desarrollo más rápido de tecnologías limpias, se logrará estabilizar las emisiones de CO₂ en los países desarrollados.

LOS COMBUSTIBLES FÓSILES CONTINUARÁN DOMINANDO

Se espera que la demanda de energía primaria crezca a un ritmo aproximado del 1.7% anual para el período 2000-2030 alcanzando un nivel e 15.3 billones de BEP. Este crecimiento es un poco menor que el observado en las tres décadas pasadas para las que se alcanzó un ritmo del 2.1% anual.

Los combustibles fósiles cubrirán cerca del 90% del incremento de la demanda y, específicamente la demanda mundial de petróleo crecerá al rededor del 1.6% principalmente satisfacer las necesidades de movilidad y debido a que los derivados livianos continuarán siendo la mejor opción para el transporte terrestre, marítimo y aéreo. Esto obligará a cambiar la mezcla de producción en las refinerías, reduciendo la cantidad de pesados que se producen.

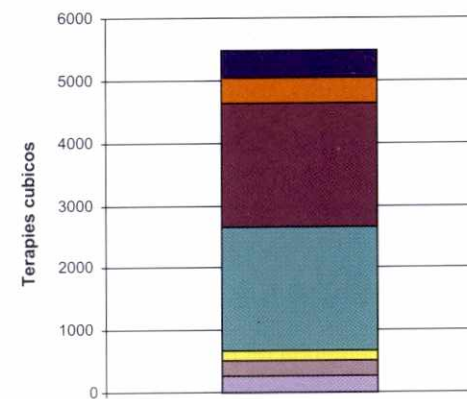
RESERVAS PROBADAS MUNDIALES DE PETRÓLEO



La demanda de gas natural crecerá más aceleradamente que cualquier otro combustible fósil, al punto que para el 2030 se espera que el consumo doble al actual modificando la participación del GN del 23% actual hasta el 28% en la canasta energética mundial. Cerca del 60% de la nueva demanda de gas natural será tomada por plantas de generación.

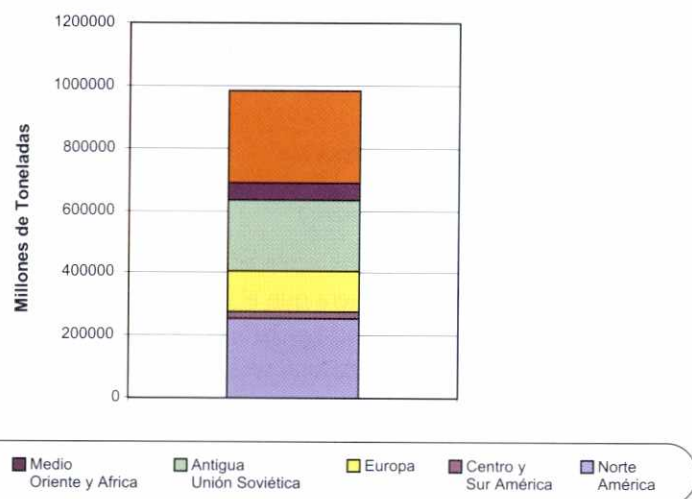
La demanda de carbón mineral también continuará creciendo, pero a un ritmo muy inferior que el petróleo y el gas. India y China serán responsables por dos terceras partes del incremento de la demanda de carbón a nivel mundial. El consumo de carbón para el sector eléctrico seguirá siendo su nicho natural de mercado.

RESERVAS PROBADAS MUNDIALES DE GAS



A pesar de que algunos países han expresado recientemente interés renovado en la Energía Nuclear, su rol declinará marcadamente, debido a que muy pocos reactores se construirán en el futuro. Su participación en la demanda mundial de energía primaria alcanzará un máximo de 7% hacia el 2010, para luego caer hasta 5% en el 2030. La generación con base en combustible nuclear caerá más drásticamente, desde 17% en el 2000 hasta sólo 9% en el 2030.

RESERVAS MUNDIALES DE CARBÓN



Las energías renovables jugarán un papel creciente en la mezcla mundial de energía primaria. La hidroenergía mantendrá estable su participación en la canasta, pero su participación en generación decrecerá lentamente. Las otras energías renovables crecerán más rápido que cualquier otra forma de energía primaria, cerca del 3.3% anual durante el período estudiado. A pesar de ello, las renovables no hídricas, continuarán siendo una parte pequeña de la torta energética mundial.

LA DEMANDA CRECERÁ MÁS RÁPIDAMENTE EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO

Más del 60% del incremento de la demanda de recursos primarios entre el 2000 y el 2030 se dará en países en vía de desarrollo, especialmente en Asia. En estos países la participación en la demanda mundial, pasará del 30% actual a un 43% en el 2030, mientras que los países de la OECD perderán participación pasando de 58% a 47% y la antigua Unión Soviética mantendrá su participación actual (10%).

El incremento en la demanda en los países en desarrollo se deberá, principalmente, a un rápido crecimiento poblacional y económico (industrialización y urbanismo), junto con la sustitución de biomasa tradicional por tipos de energía comercial. El incremento de los precios de la energía por el retiro de subsidios no será suficiente para frenar de manera considerable la demanda.

China, actualmente el segundo consumidor de energía en el mundo, continuará creciendo en importancia dentro del mundo del comercio energético mundial. La economía China seguirá dependiendo del carbón, pero las participaciones del petróleo, el gas y la energía nuclear se incrementarán dentro de la canasta energética china.

EL TRANSPORTE PRIMARÁ SOBRE LOS DEMÁS SECTORES

La demanda del sector transporte, casi completamente por productos del petróleo, crecerá por encima de los demás sectores del consumo final, a una tasa media anual del 2.1%, desplazando, hacia el 2020, al sector industrial del primer lugar como consumidor final. La demanda del sector transporte crecerá en todas partes, pero más rápidamente en el tercer mundo. En los sectores residencial y comercial el crecimiento será del orden del 1.7%, apenas por encima del crecimiento del sector industrial que se ubicará en 1.5% anual.

En los sectores consumidores finales, la electricidad crecerá más rápido que cualquier energético, con cerca del 2.4% anual, llegando a doblar el consumo actual para el 2030 y logrando aumentar su participación del 18% en el 2000 hasta un 22% en el 2030. A pesar de que los mayores incrementos se darán en los países en desarrollo, especialmente en el sector residencial, la gran diferencia en el consumo per cápita respecto de los países de la OECD no disminuirá apreciablemente.

Las participaciones del petróleo y el gas en el consumo final de energía a escala mundial mantendrán sus niveles actuales. Los productos del petróleo seguirán siendo cerca de la mitad en el 2030, mientras que el carbón caerá del 9% actual hasta un 7% expandiéndose en la industria de los países en desarrollo.

LOS RECURSOS FÓSILES SON SUFICIENTES, PERO LA TECNOLOGÍA Y LOS PATRONES DE SUMINISTRO CAMBIARÁN

Los recursos energéticos mundiales son suficientes para satisfacer la creciente demanda. Si bien las reservas de gas y de carbón son amplias y no se prevé falta de uranio, será necesario, incrementar las reservas de petróleo; así mismo, las reservas físicas de fuentes renovables

son suficientes. Sin embargo, la distribución geográfica de las reservas incrementales cambiará, respondiendo a la estructura de costo y a factores técnicos y geológicos.

El incremento en la producción de hidrocarburos del Medio Oriente así como en la antigua Unión Soviética, serán capaces de satisfacer la mayoría del incremento en la demanda de petróleo y gas y la producción de áreas maduras como el mar del norte y Norteamérica, declinará de manera gradual.

Se espera que la capacidad de refinación aumente en 1.3% anual (por debajo del crecimiento de la demanda de derivados pues no toda la capacidad actual está siendo utilizada), alcanzando 121 MBPD en el 2030. Cerca del 80% de la nueva capacidad será construida fuera de los países de la OECD, especialmente en Asia.

La producción de gas natural crecerá dispersa en todas las regiones diferentes de Europa; el costo de producción y de transporte crecerá en muchos lugares del mundo debido al cierre de campos actuales de bajo costo.

Existen abundantes reservas de carbón en muchos lugares y se espera que se incremente la producción donde los costos de extracción, procesamiento y transporte son más bajos: Sur Africa, Australia, China, India Norte América y Sur América.

Surgirán nuevas fuentes energéticas y nuevas tecnologías. Se expandirán fuentes no convencionales de petróleo a medida que los costos de producción bajen.

Se proyecta que las Celdas de Combustible harán una modesta contribución al suministro energético mundial y solamente después del 2020, principalmente en generación descentralizada. Las primeras celdas combustibles que serán comercialmente viables serán las que involucran reformación de gas natural mediante vapor (steam reforming natural gas). Finalmente, se espera que las celdas combustibles para vehículos serán comercialmente viables hacia el 2030.

EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA POTENCIARÁ LAS EMISIONES DE CARBONO A LA ATMÓSFERA

Las emisiones de dióxido de carbono relacionadas con el uso de la energía crecerán un poco más rápido que la demanda de energía primaria a nivel global. Se espera que su crecimiento se del orden del 1.8% anual, alcanzando la suma de 38 billones de toneladas en el 2030, esto es, cerca de 16 billones (70%) más que hoy. Dos terceras partes del incremento provendrán de países en desarrollo y la generación eléctrica junto con el transporte serán responsables por cerca de tres cuartas partes de las nuevas emisiones.

La distribución geográfica de las emisiones migrará dramáticamente desde los países industrializados hacia los del tercer mundo, pasando del 34% actual al 47% en el 2030, mientras que la OECD reducirá su participación desde el 55% actual hasta sólo un 43% al final del período. La China contribuirá con una cuarta parte de este incremento. Sin embargo, las emisiones chinas permanecerán bien por debajo de las emisiones de los Estados Unidos.

El incremento de las emisiones en el escenario de referencia demuestran el gran esfuerzo que harán los países de la OECD para cumplir con las metas del Protocolo de Kioto. Sin medidas adicionales, las emisiones de los países signatarios del Anexo I de la Convención, estarían 29% por encima de la meta durante el período de cumplimiento (2008-2012). Aún pensando en el comercio de emisiones, en el cual países que estarán por debajo de su meta venderán certificados de reducción, habrá una brecha del 15% para el 2010. Si se excluye a los Estados Unidos, que no manifiesta intenciones de firmar el protocolo, la brecha se reduce sólo al 2%.

En el escenario alternativo donde se incluyen medidas y políticas adicionales en los países de la OECD, las emisiones se reducirán en cerca del 16% respecto del escenario de referencia. Los ahorros de energía alcanzados por las nuevas políticas, junto con la implantación de nuevas tecnologías más eficientes reducirán en 9% la demanda proyectada en el 2030 y por consiguiente la reducción de emisiones de CO₂ será más importante, si se considera la sustitución de combustibles por aquellos con menor contenido de carbono; pero debido al bajo ritmo de reemplazo de equipamiento de uso energético, sólo se alcanzará una reducción del 3% en el 2010 y del 9% en el 2030. Las reducciones más grandes se darán en el parque de generación de electricidad debido al rápido incremento de las energías renovables y de los ahorros de electricidad. En este escenario alternativo, se muestra una marcada reducción de dependencia de las importaciones en la mayoría de las regiones importadoras de energía.



Plan Energético Nacional

Energía
en Colombia
1997 - 2001

ENERGÍA EN COLOMBIA 1997 – 2001

UN DIAGNÓSTICO DE LA EVOLUCIÓN DEL SECTOR

La energía está estrechamente vinculada con el desarrollo económico y social, como insumo intermedio en el proceso productivo y como bien final para la satisfacción de las necesidades de la población y el mejoramiento del bienestar. En el caso de Colombia, el sector de energía es también un importante dinamizador de la economía, como generador de divisas y demandante de nuevas inversiones en el proceso de aprovechamiento de los recursos disponibles y abastecimiento de las necesidades nacionales.

Las reformas iniciadas en el nuevo marco constitucional con el propósito de modernizar el sector energético y hacerlo más eficiente y competitivo han seguido implementándose y consolidándose durante los últimos cinco años, aunque con ritmos diferentes a los esperados inicialmente.

La inversión privada, significativa en los años 97 y 98 en el sector eléctrico y en el año 99 en el sector carbón, disminuyó en forma importante en los dos años siguientes, presentándose apenas un repunte en el 2001 con la Ronda 2000 del sector petróleo. Los procesos de incorporación de capital privado principalmente en las empresas de distribución de energía eléctrica se han visto aplazados como consecuencia de la reducción de la demanda y de las bajas tasas de rentabilidad. La operación de los sistemas de transporte de energía se ha visto afectada por los atentados de los grupos armados. La ampliación de la cobertura, con excepción del plan de masificación de gas, no se ha podido seguir adelantando al ritmo esperado por las difíciles condiciones de seguridad y la baja disponibilidad de los subsidios requeridos.

Las reformas institucionales no han mostrado un adecuado balance. Se adolece de una apropiada coordinación entre las entidades responsables de la regulación, el control y el manejo de la política sectorial y la planeación. La formulación de políticas sectoriales de largo plazo se ha visto relegada a una posición secundaria, al desconocerse erróneamente su importancia en economías de mercado.

A nivel internacional el desarrollo del sector energético ha estado influenciado por diferentes hechos. La alta volatilidad de precios del petróleo, que en el quinquenio anterior presentaron los valores más altos y más bajos de la historia reciente. Las crisis en los sectores eléctricos de California y Brasil y la quiebra de ENRÓN han generado desconfianza en el esquema de

mercado y a su vez una alta movilidad del capital en un sector tradicionalmente estable dado el origen de sus recursos. Finalmente, las preocupaciones ambientales y los diferentes acuerdos internacionales han tenido y continuarán influenciando la transición hacia combustibles y tecnologías más limpias.

EL CONTEXTO SOCIOECONÓMICO

Colombia inició el tercer milenio tratando de superar las condiciones económicas de fragilidad, evidenciadas en las tasas de crecimiento económico, reducción del ingreso per cápita, tasas altas de desempleo, crecientes índices de pobreza, elevado endeudamiento público y un considerable déficit fiscal. El efecto más claro sobre el sector es la reducción del consumo per cápita de energía, el cual cayó 10% en el período 1997-2001.

Para este mismo periodo se presenció la agudización de los problemas de orden público que han afectado especialmente al sector energético, principalmente por la voladura de torres de transmisión y de oleoductos y el acoso armado a las compañías exploradoras y de servicios petroleros. En general, los problemas de orden público existentes en el pasado se incrementaron en intensidad a lo largo y ancho del país, afectando la infraestructura energética y deteriorando el ambiente para la inversión.

No obstante, el sector energético ha mantenido su importancia, tanto en el aporte a la producción de bienes y servicios y las exportaciones, como en la generación de ingresos fiscales a nivel nacional y local; el pago de regalías constituyó una contribución sectorial significativa registrándose en el 2000 un valor superior a los 2.08 billones de pesos corrientes, correspondientes al 2,8% del PIB.

El PIB del sector energético creció en los años 90 a una tasa cercana al 5% promedio anual, en comparación con 3.6% promedio anual para el conjunto de la economía. Colombia es en la actualidad uno de los principales exportadores de carbón en el mundo y el tercer exportador de petróleo en Latinoamérica. Para la economía colombiana, la producción de combustibles fósiles es de gran importancia, no solo para el consumo interno de combustibles, sino también, de manera especial, para la exportación de los mismos, actividad de la cual proviene una buena cantidad de divisas para el país.

En la medida en que el Estado Colombiano ha vendido gran parte de sus activos básicamente en los subsectores de electricidad y gas, la inversión pública ha disminuido dejando en manos de la privada su operación y expansión.

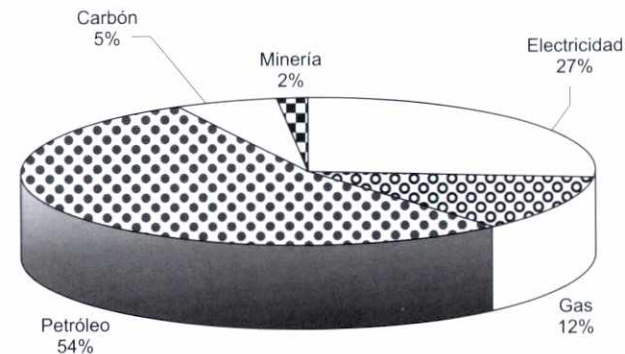
Economía-Energía	Unidad	1997	2000	2001	Variación 01/00
Participación PIB Energético / PIB Total	%	5,47	6,48	6,33	-2,22%
Intensidad Energética (Consumo Energía/PIB)	GigaCal / Mill Col\$ Const 2001	1,26	1,11	1,12	1,37%
Ingreso per cápita (1)	Mill Col\$ Const 2001 / habit	4,53	4,42	4,40	-0,42%
Consumo per cápita de energía final (1)	GigaCal/habit	5,73	4,89	4,94	0,94%
Contribución Sector a la Balanza Comercial	%	36,1	45,8	41,9	-8,52%
Inversión Privada Sector Minas y Energía	Mill Col\$ de 2001	5.336.694	5.323.419	4.004.227	-24,78%
Regalías de Hidrocarburos y Carbón	Mill Col\$ de 2001	955.555	2.241.014	1.771.526	-20,95%

(1): En 1999 el país experimentó la más drástica caída de su economía desde 1929, reflejándose en el sector energético en una notable disminución en el consumo per cápita.

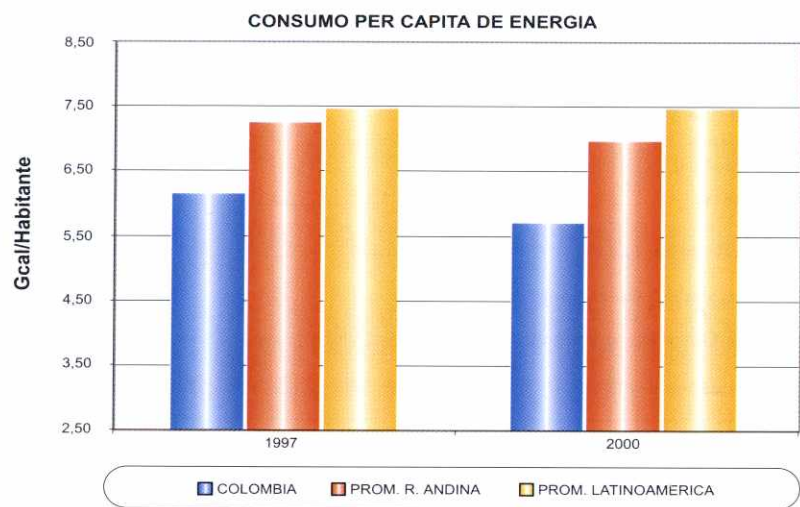
Fuente: MINMINAS, DNP, DANE, UPME. Elaboró UPME.

Los recursos más importantes para el sector energético provienen y provendrán de la inversión extranjera que en 1998 representó el 53% del total de la inversión registrada en Colombia, pero que en el último año ha disminuido significativamente al aplazarse algunas privatizaciones.

DISTRIBUCIÓN SECTORIAL DE LA INVERSIÓN PRIVADA 2001



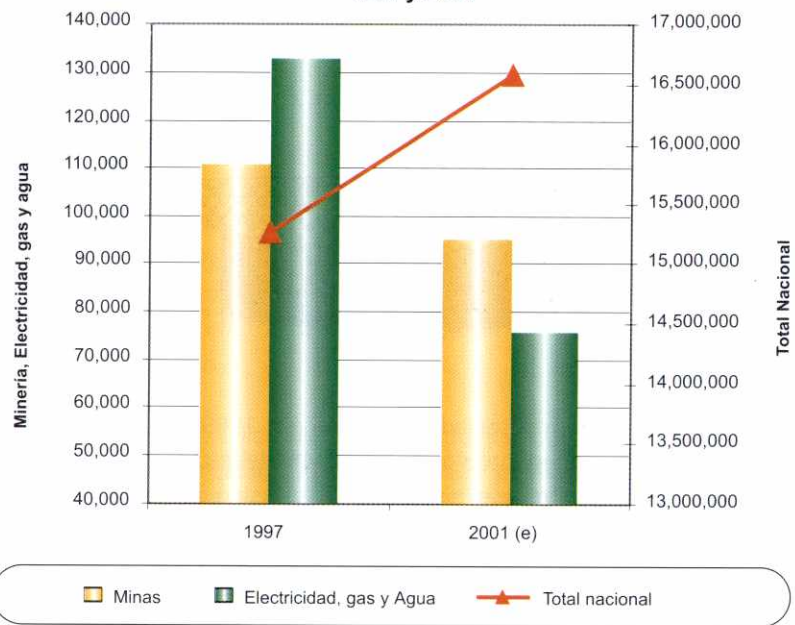
Es de anotar el comportamiento observado durante el año 1999, cuando las inversiones del sector carbón presentaron un repunte significativo (44% del total), gracias a los desarrollos de la minería de exportación. Para ese mismo año, la inversión del sector petróleo presenta el mínimo observado en el último quinquenio (34% del total).



Fuente: DANE, DNP - Elaboró Upme.

Fuente: DANE, DNP - Elaboró UPME.

Población Ocupada en el Sector Minero Energético 1997 y 2001



Fuente: DANE, DNP - Elaboró Upme.

A pesar de los esfuerzos por ampliar la cobertura de los distintos servicios de energía en el país, el consumo per cápita descendió de 6.15 Tcal/habitante en 1997 a 5.67 Tcal/habitante en el 2000, inferior al registrado por el conjunto de países de América Latina en el mismo año que fue de 7.05 Tcal/habitante y de 6.57 Tcal/habitante para los de la Zona Andina. Este descenso en principio podría explicarse por los efectos de la recesión económica de 1999 y bajas condiciones de bienestar medidas en términos de cantidad, calidad y uso intensivo de la energía.

Con respecto al empleo, si se compara la población ocupada en el sector frente al total nacional, se observa su baja participación y el ritmo descendente en los últimos años. El total de puestos de trabajo en el sector para el año 2001 no supera los 170.000. Debido a sus condiciones técnicas y a su progresivo avance tecnológico, el sector no se ha caracterizado por ser un generador intensivo de puestos de trabajo.

EL CONTEXTO INSTITUCIONAL

Colombia ha venido acometiendo una serie de importantes y ambiciosas reformas con el fin de adaptarse a las nuevas condiciones de la economía internacional, entre ellas, la competitividad en los mercados internacionales y la obtención de financiamiento para adaptarse a la nueva dinámica internacional.

Aún cuando el proceso incorporó de una u otra forma a todos los subsectores energéticos, el alcance y la profundidad de las reformas no fue homogénea, ya que la naturaleza de las diferentes industrias y actividades incidieron en el tipo de ajustes desarrollados. En algunos casos estos se orientaron a introducir cambios estructurales, mientras que en otros, a fortalecer la dinámica institucional.

Para 1997, gran parte de la reforma institucional se había implantado, lo que permitió desarrollar los objetivos de política energética en lo que a hidrocarburos se refiere a través del Ministerio de Minas y Energía y en los subsectores de Gas y Electricidad, a través de la CREG. No obstante, este proceso no ha sido concluido.

Uno de los mecanismos que se emplearon para alcanzar estos objetivos fue la reestructuración de las empresas estatales mediante la adopción de esquemas gerenciales y administrativos más ágiles, la expedición de un esquema de contratación especial y una mayor autonomía administrativa para permitir el accionar de dichas empresas en un nuevo ambiente competitivo.

Algunos de los principales aspectos de política, regulación y control observados durante los últimos cinco años, se presentan de manera resumida a continuación:

1997:

- Se suprime el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas.
- Fusión de la Unidad de Información Minero Energética a la Unidad de Planeación Minero Energética.
- El CONPES aprueba la vinculación de capital privado a ISA S.A.
- Mediante la Ley 401 del 20 de agosto de 1997 se creó ECOGAS.
- Se fusiona Ecocarbón, Mineralco y la División de Minas del MME, dando origen a MINERCOL
- El decreto 3087 de diciembre de 1997 crea una contribución de solidaridad a cargo de los usuarios de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible por red física, pertenecientes a los estratos 5 y 6 y a los industriales y comerciales, y su finalidad es la de cubrir los subsidios de este servicio. Se determina la naturaleza del "Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos" y la forma como el mismo debe operar.

ALGUNOS RESULTADOS DE LAS REFORMAS

- Posterior a la escisión de la EEB en tres empresas, una matriz EEB y dos subsidiarias, Emgesa y Codensa, se procedió a su capitalización. La capitalización ascendió a US\$1276 millones, y correspondió a participación Española y Chilena.
- En diciembre de 1996 se aprueba la vinculación de capital privado a ISA.
- Con base en los resultados de un concurso público internacional, Ecocarbón celebró en 1997 la contratación de exploración y explotación de las áreas carboníferas de Cerrejón Sur, Guaimaral y el Descanso, proyectos de carbón con vocación exportadora.

1998:

- En cumplimiento con lo establecido en la regulación CREG/051 de 1998 sobre la introducción de competencia en la expansión del STN mediante convocatorias públicas internacionales, el Ministerio de Minas y Energía autorizó el proceso de licitación tendiente a lograr el desarrollo de las obras necesarias.
- En materia de exploración y producción de petróleo, el Gobierno Nacional introduce un sistema de amortización en línea recta a cinco años. Adicionalmente, se establece un nuevo sistema de liquidación de regalías flexible que comienza en 5% para campos que produzcan menos de 5 KBDC y llega a 25% en campos con una producción superior a los 600 KBDC.
- Se aprueba el Código de Distribución de electricidad, mediante la resolución 70 de 1998, el cual hace parte del reglamento de operación del SIN.
- Se promulgó la resolución 116 de 1998, mecanismo para garantizar la estabilidad financiera del sistema de intercambios comerciales.
- Por medio de las resoluciones 070 de 1998 y 025 de 1999, se definieron los indicadores de calidad del servicio y las metas de los mismos, con los cuales se busca avanzar en la protección de los derechos de los consumidores.

ALGUNOS RESULTADOS DE LAS REFORMAS

- Capitalización de la empresa de transmisión eléctrica de la Costa Atlántica Transelca y de ocho (8) electrificadoras agrupadas en las nuevas empresas Electricaribe y Electrocosta, transacciones que totalizaron \$195.627 millones de pesos y \$ 746.752 millones de pesos respectivamente.
- Acceso a terceros para utilizar la infraestructura de transporte y exportación de El Cerrejón Zona Norte.
- Extensión y ampliación del contrato de asociación de cerrejón Zona Norte.
- Acuerdo Ferrovias - Drummond, para facilitar la salida de los carbones del Cesar.

1999:

- Creación del IPSE como mecanismo para acelerar la expansión de la cobertura en zonas no interconectadas.
- El documento CONPES 3055 define Estrategias y acciones para la energización de las zonas no interconectadas del país.
- El Ministerio de Minas y Energía adopta una nueva política en materia de fijación de precios de la Gasolina Motor Corriente (GMC) y el diesel oil. La modificación toma como referencia del ingreso al productor, el precio internacional de un galón de combustible (Precio FOB Costa del Golfo) y se adiciona el costo de los fletes y seguros de transporte y los demás costos de importación (aranceles).
- Mediante la resolución 089 de 1999 se estableció un periodo de transición de tres años para alcanzar las metas definidas por las dos resoluciones CREG, No. 070 de 1998 y No. 025 de 1999. Resolución 071 de 1999.
- Reglamento Único de Transporte de gas natural (RUT). Esta Resolución fija las reglas y códigos de comportamiento entre transportadores y los remitentes (usuarios).

2000:

- A finales del año 2000 fueron aprobadas por el Congreso de la República dos iniciativas legislativas, ley 632 y 633, referentes a la extensión del periodo de desmonte de subsidios extralegales en el servicio de energía eléctrica y el cobro de una contribución de un peso por kWh despachado en el mercado mayorista para financiar proyectos de inversión en energía eléctrica en zonas no interconectadas (ZNI) hasta el año 2007 creando el FAZNI.
- A partir del primero de enero de 2000, los límites de consumo a los usuarios que deseen participar en el mercado competitivo se redujó de 0,5 MW a 0,1 MW de potencia (de 270 MWh, a 55 MWh de energía mensual).

ALGUNOS RESULTADOS DE LAS REFORMAS

- En materia de contratación petrolera; se adjudicaron trece bloques a través de la "Ronda de Negocios 2000", se reactivó el proceso exploratorio en los prospectos de Samoré y Niscota, se descubrió el campo de Guando, Ecopetrol aprobó un nuevo esquema de negocios llamado "Plays Profundos", e ingresaron al país más de trece nuevas compañías petroleras.

2001:

- El Ministerio asume las funciones en materia de licenciamiento, regulación y control de materiales nucleares y radioactivos. Así mismo, se radica en cabeza del Ministerio las funciones referentes a la administración de los fondos de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos de energía y gas, que mediante contrato remunerado se encontraban delegadas en la Financiera Energética Nacional – FEN.
- El documento CONPES 3108 define las bases para la política de abastecimiento energético de las Zonas no Interconectadas del país.
- La Ley 681 de 2001 modificó el régimen de combustibles líquidos en las zonas de frontera y establece el acceso a la infraestructura de transporte de derivados por parte de terceros, entre los principales.
- La Ley 697 de 2001 pretende ampliar y optimizar el uso y cobertura de la energía, mediante el fomento de la eficiencia energética, utilización de renovables y tecnologías avanzadas.
- Se expide el Código de Minas.
- Liberalización total del precio del Gas Natural Vehicular, mediante resolución Minminas No. 8-0296 de marzo 5 de 2001
- Considerando que el año 2000 fue particularmente difícil para la infraestructura eléctrica y que los sobrecostos en operación del sistema superaron cualquier estimativo en cuanto a incrementos tarifarios a los usuarios, se expidió la Resolución Creg 034 de 2001, en la que se difiere el pago de restricciones por parte de las empresas y se fijan límites a los precios de oferta de las plantas de generación.
- Proceso de análisis, evaluación y aprobación de los planes de gestión y resultados de los años 2000 y 2001 de las empresas de servicios públicos.

ALGUNOS RESULTADOS DE LAS REFORMAS

- Expansión del sistema de transmisión eléctrica: Línea Primavera-Guatiguará-Tasajero 230 kV, con una longitud aproximada de 260 km. El proyecto se le asignó a ISA por un monto aproximado de 49 millones de dólares. Línea Sabanalarga-Cartagena 230 kV, con una longitud aproximada de 86 km. El proyecto se le asignó a ISA por un monto aproximado de 17 millones de dólares.

2002:

- La Ley 756 de 2002 (Ley de Regalías) pretende dar señales positivas a los inversionistas con el objeto de fomentar las actividades de exploración y explotación de minerales, así como también ubicar a Colombia en una posición más competitiva en materia de hidrocarburos.

Como producto de estas transformaciones, la industria tiene hoy una nueva estructura en las diferentes cadenas productivas, la cual se muestra en forma resumida en el siguiente cuadro.

ESTRUCTURA DE LOS MERCADOS ENERGÉTICOS - COLOMBIA

Combustible	Producción/Importación Generación	Transporte	Distribución / Comercialización
Energía Eléctrica	<p>Conformada por 33 empresas generadoras, sin embargo tres (3) de ellas mantienen cerca del 50% de la propiedad de la capacidad. El índice de Hirschman Henfndahl ha sido estimado en 1383 lo cual da una caracterización de oligopolio moderado.</p> <p>La composición actual del mercado en cuanto a capacidad en plantas es 66% hidráulicas y 34% térmicas.</p> <p>OLIGOPOLIO</p>	<p>Actividad monopólica donde ISA posee cerca del 80% de la red. El restante 20% esta conformado por nueve (9) empresas transmisoras vinculadas a actividades de generación y comercialización.</p> <p>Es importante destacar que EEB y EPM tienen anillos de transmisión para atender sus mercados, que son los más grandes del país.</p> <p>MONOPOLIO</p>	<p>Esta actividad esta constituida básicamente por empresas atienden que por lo general un departamento, constituyéndose en monopolios regionales. En la actualidad existen 31 empresas, en las que se destacan dos (2) empresas que tiene un cubrimiento mayor a un departamento en la zona de la Costa Atlántica.</p> <p>MONOPOLIOS DEPT./REGIONAL</p>
Gas Natural	<p>La producción esta concentrada en dos (2) empresas, Ecopetrol (61%) y Texas (30%), el resto (9%) lo realizan 13 empresas. Lo anterior nos muestra que existe un Duopolio en esta actividad.</p> <p>DUOPOLIO</p>	<p>Existen ocho (8) empresas de transporte. Sin embargo, las más representativas son Promigas, que es un monopolio para la región de la Costa Atlántica y Ecogas, que igualmente es un monopolio para la región del interior del país. Las restante seis (6) empresas se desprenden de este último sistema.</p> <p>Promigas también tiene participación en algunos BOMTs que operan en la región del interior.</p> <p>MONOPOLIOS REGIONALES</p>	<p>En esta actividad se cuenta con 20 empresas, sin embargo a diferencia del sector eléctrico no se concentra en un departamento determinado, caso áreas exclusivas. Además existen inversionistas estratégicos (Ej.: Gas Natural) que tienen acciones en varias empresas de distribución.</p> <p>Igualmente es de destacar que un transportador, Promigas, también tiene participación en varias empresa de distribución.</p> <p>MONOPOLIOS REGIONALES</p>
Gas Licuado del Petróleo	<p>La producción esta totalmente en manos de Ecopetrol, adicionalmente es quien también de adelanta cualquier importación dado que no existen condiciones para que se realice por otro agente, aunque no hay restricciones regulatorias para esto, sin embargo hay restricciones en infraestructura y aspectos tarifarios.</p> <p>MONOPOLIO</p>	<p>Al igual que el caso anterior, esta actividad la realiza completamente Ecopetrol por sus propanoductos y poliductos.</p> <p>Para algunas regiones alejadas de los terminales se hace transporte por carrotaques, propiedad de las empresas mayoristas de GLP.</p> <p>MONOPOLIOS REGIONALES</p>	<p>En este caso se tienen las actividades de distribución mayorista (ventas a granel) y minorista (ventas en cilindros). En el primer caso existen 26 empresas, de la cuales la mayor maneja el 15% del mercado. En el segundo caso, existen 145 empresas, de las cuales las siete (7) más grandes manejan el 26% y la más grande el 5% del mercado.</p> <p>En este caso de la distribución minorista, dado que es un servicio sin conexión física no hay límites claros sobre el área atendida por cada empresa. Sin embargo, es importante resaltar que existe integración horizontal en la propiedad.</p> <p>MONOPOLIOS REGIONALES</p>
Gasolina/ Diesel Oil	<p>La producción esta totalmente en manos de Ecopetrol, adicionalmente es quien también adelanta cualquier importación dado que no existen condiciones para que se realice por otro agente, aunque no hay restricciones regulatorias para esto.</p> <p>MONOPOLIO</p>	<p>Esta actividad la realiza completamente Ecopetrol a través de poliductos.</p> <p>También se realiza transporte por carrotaque a aquellas regiones que no tienen terminales. Este tipo de transporte se hace en equipo de los mayoristas y minorista.</p> <p>MONOPOLIO</p>	<p>Se tienen las actividades de distribución mayorista y minorista. Adicionalmente, existe acuerdos entre mayoristas - minoristas y participación directa de mayoristas en la distribución minorista.</p> <p>En el caso de mayoristas existen cuatro empresas: Esso, Mobil, Terpeles, Texaco y Shell.</p> <p>En distribución minorista existen cerca de 2261 estaciones con las siguientes cuatro banderas: Esso-Mobil (809), Terpeles (1145), Texaco (301) y Shell que ingresó recientemente con cerca de 10 estaciones.</p> <p>En cuanto a ventas Esso - Mobil tiene 50.8%, Terpeles 31.3%, Texaco 16.1% y Shell 1.7%. Es importante destacar que Terpel es el que más estaciones tiene en áreas que no son capitales.</p> <p>OLIGOPOLIO / COMPETENCIA</p>
Fuel Oil	<p>La producción esta casi totalmente en manos de Ecopetrol (existe una producción muy pequeña por un refinador particular). El F.O. se vende en mayor proporción en mercados internacionales y una menor parte a nivel nacional.</p> <p>MONOPOLIO</p>	<p>Se realiza por los ductos de Ecopetrol para exportación.</p> <p>Para el mercado nacional se utiliza carrotaque, entre la refinería y el sitio de consumo. Son empresas de transporte terrestre independientes.</p> <p>MONOPOLIO</p>	<p>Junto al mercado de transporte se han creado comercializadores, ya que Ecopetrol vende en puerta de refinería.</p> <p>OLIGOPOLIO</p>
Crudo Castilla	<p>Después de la reversión del contrato con la Chevron, Ecopetrol es el único productor. Se utiliza para cargas en refinería y una parte pequeña en industria.</p> <p>MONOPOLIO</p>	<p>Para el caso de carga a refinería se utiliza la red de ductos y las pocas industrias que aún lo utilizan lo transportan por carrotaque, que hacen parte de empresas de transporte terrestre independientes.</p> <p>MONOPOLIO COMPETENCIA</p>	<p>Junto con el mercado de transporte se han creado comercializadores, ya que Ecopetrol vende en puerta de campo.</p> <p>OLIGOPOLIO</p>
Carbón	<p>En este caso existen dos mercados claramente diferenciados: internacional y nacional. En el primer caso existen cerca de ocho (8) áreas en producción, siendo el mayor productor Carbocol - Intercor, la minería es a cielo abierto, mecanizada. En el segundo caso existen, cerca de 35 áreas en explotación, minería subterránea, que utilizan métodos artesanales. Existe un número importante de pequeños mineros que no están legalizados.</p> <p>MONOPOLIO</p>	<p>En el caso del carbón de exportación el transporte esta ligado principalmente al proyecto minero y se utiliza básicamente el tren.</p> <p>En el caso de la minería para consumo interno se utiliza el modo carretero, en su gran mayoría transportadores independientes, aunque existen otros que están integra dos con el negocio de la mina.</p> <p>MONOPOLIO / COMPETENCIA</p>	<p>En este caso como el carbón básicamente se utiliza para el consumo de industrias no aplica dado que se atiende directamente por los productores para exportación.</p> <p>En el caso de productores pequeños se comercializa utilizando cooperativas.</p> <p>MONOPOLIO</p>
G.N.V.	<p>Igual a Gas Natural.</p> <p>OLIGOPOLIO/COMPETENCIA</p>	<p>Igual a Gas Natural.</p> <p>MONOPOLIO</p>	<p>Es una actividad reciente en la que destacan Promigas en la Costa Atlántica y Gas Natural en Bogotá</p> <p>OLIGOPOLIO / COMPETENCIA</p>
	DUOPOLIO	MONOPOLIOS REGIONALES	MONOPOLIOS REGIONALES

Con respecto a los precios, las reformas han buscado en términos generales que estos reflejen los costos económicos. Para ello, se viene desregulando los precios de los energéticos en los que es posible la existencia de un mercado con algún grado de competencia y se vienen regulando aquellos en los que existen monopolios naturales o en los que las condiciones para la creación de mercados competitivos son incipientes.

No obstante lo anterior, se presentan señales equivocadas que no conducen a una asignación eficiente de los energéticos a nivel nacional como se analiza más adelante en el tema de Consumo Final.

ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE

La relación energía medio ambiente ha tenido cambios profundos, en el plano internacional y nacional, que han repercutido en forma creciente sobre las condiciones y orientaciones del desarrollo energético. La conservación y el mejoramiento de la calidad ambiental en todas las instancias decisorias, procesos productivos e inversiones futuras del sector continúan siendo objetivos básicos de la estrategia energética nacional.

ACUERDOS INTERNACIONALES

En la agenda ambiental mundial se han venido registrando una serie de acuerdos para reducir los contaminantes lesivos para los ecosistemas y las sociedades. La convención de Basilea y los Protocolos de Montreal y Kyoto inciden de forma directa sobre el sector energético. Basilea se dedica a los compuestos orgánicos persistentes, entre ellos los aceites dieléctricos, Montreal intenta reducir gases empleados en refrigeradores y Kyoto, mediante acuerdos de reducción de Gases de Efecto de Invernadero, presiona sobre el consumo de energéticos fósiles.

Adicionalmente las preocupaciones ambientales de tipo local, principalmente en los países europeos, marcarán la evolución tecnológica del sector y podrían incluso condicionar nuestras exportaciones mediante la exigencia o sugerencia de certificados de producción limpia.

Con relación al Cambio Climático Global, el país ratificó esta Convención mediante la ley 164 de 1995 y el Protocolo de Kioto mediante la Ley 629 del 27 de diciembre de 2000. Si bien es cierto Colombia como país en desarrollo ha tenido una responsabilidad mínima en la acumulación de gases de efecto invernadero proveniente de actividades antropogénicas, el país es vulnerable a las respuestas del clima y a las medidas que se adopten para enfrentarlo.

Se deben considerar tanto los riesgos frente a fenómenos como sequías, inundaciones y cambios de patrones del clima, como los impactos sobre los ingresos de exportación por las medidas de mitigación adoptadas por los países desarrollados, basadas en la reducción del

consumo de combustibles fósiles. Pero también, es cierto que los mecanismos para facilitar el cumplimiento de las metas establecidas en el Protocolo de Kioto son una oportunidad para que el país busque la diversificación de su economía y de sus exportaciones y aproveche también nuevas oportunidades de inversión y de transferencia de tecnología, contando para ello con las expectativas de producción y uso de energía y la amplia oferta ambiental de que se dispone.

Colombia es uno de los países en desarrollo que cuenta con una estrategia específica para el aprovechamiento del MDL, la cual se viene ejecutando desde comienzos de 2000 con buenos resultados. El país tiene la posibilidad de generación de certificados de reducción de emisiones (CREs) a través de proyectos de reconversión tecnológica en el sector industrial, de una movilidad más eficiente en el sector transporte, de la utilización de combustibles y tecnologías más limpias y de proyectos forestales de bajo costo, que posibilitan el ofrecimiento del denominado "carbón verde" como una opción eficiente para los exportadores de carbón mineral.

AMBITO NACIONAL

El compromiso del sector energético colombiano en la planeación se viene consolidando con la formulación de lineamientos de política ambiental específicos para el sector. De manera estratégica se ha trabajado en la introducción del concepto de ordenamiento del territorio como herramienta facilitadora para el establecimiento de nuevos proyectos minero energéticos.

En este sentido, para abordar la medición, estimación y definición de potencialidades y restricciones de distinto tipo para el desarrollo minero energético del país, se cuenta con una herramienta de análisis basada en sistemas georeferenciados que permite soportar la toma de decisiones de la expansión sectorial, teniendo en cuenta las potencialidades y restricciones técnicas, económicas y ambientales identificadas.

Se ha avanzado en la estimación real de los costos y beneficios ambientales asociados al desarrollo de los proyectos. Sobre esta materia es el sector eléctrico el más adelantado, pues se cuenta con un sistema de indicadores de costos de gestión ambiental para el desarrollo sostenible del sector, además de la elaboración de un documento CONPES sobre lineamientos de política ambiental para el Sector Energético, con énfasis en el Sector Eléctrico.

Los distintos sectores, con diferente nivel de profundidad, han estado interesados en el tratamiento de los pasivos ambientales como elemento para corregir errores pasados y para planear la adecuada gestión ambiental asociada a un proyecto. Se ha avanzado en la definición conceptual y metodológica para el análisis y valoración económica de los pasivos ambientales en proyectos de infraestructura, en construcción y/o operación, pertenecientes al sector eléctrico.

Los agentes del sector energético, públicos y privados, se han preocupado por tener una participación activa en la discusión y establecimiento de políticas, regulaciones, normas, guías técnicas y acuerdos, lo cual tiene de un lado beneficios innegables, pero es indispensable mantener una independencia de la regulación que defina el contexto de la actuación ambiental del sector energético.

Recientemente a raíz de la promulgación de la Ley de Uso Racional de la Energía, el país pretende introducir este concepto como una manera eficiente y costo efectiva de obtener, además de las mejoras en rendimientos energéticos, beneficios ambientales. Por esta razón debe dársele continuidad a las iniciativas ya planteadas en desarrollo de la citada Ley.

Finalmente, debe mencionarse que los aportes de la investigación y el desarrollo tecnológico a la solución de problemas ambientales del sector son marginales. Se destacan algunos esfuerzos en el campo del petróleo y sus derivados.

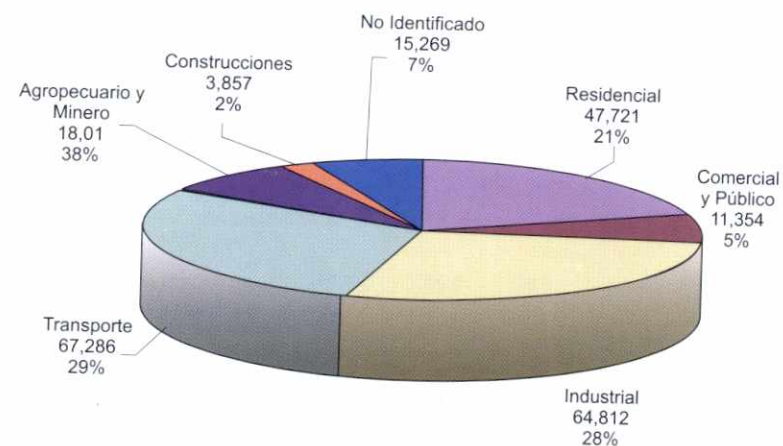
CONSUMO FINAL DE ENERGIA

El consumo de energía final en Colombia empieza a mostrar los efectos de la crisis económica a partir de 1998 y pese a que en ese año el nivel del PIB no decreció, si se observó una desaceleración en las tasas de crecimiento económico del país que se tradujo en un menor consumo final de energía en comparación con 1997. Mientras que en 1998 el consumo final de energía fue de 246,292 Teracalorías, en 1997 fue de 246,384 Teracalorías. El año 1999 fue el más crítico en la historia económica colombiana, el PIB para ese año presentó una reducción del 4.1%, mientras que el consumo final de energía disminuyó en 5.6%. En el año 2001, el consumo total de energía se situó en las 238,709 Teracalorías, aún debajo de los niveles de 1997.

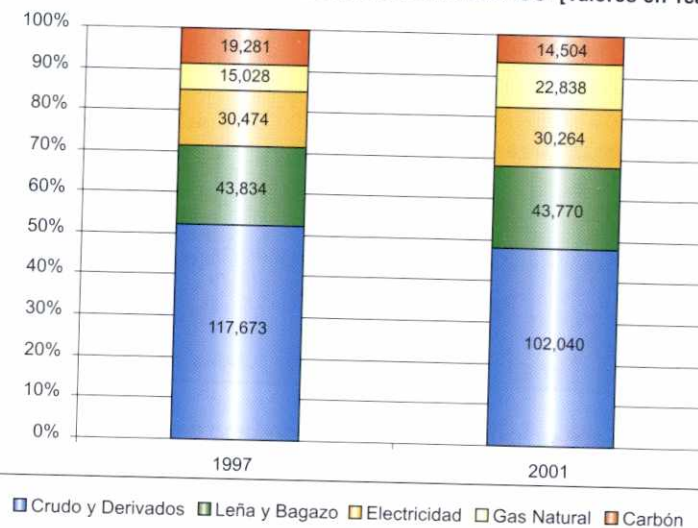
El sector transporte continua siendo el mayor consumidor de energía, específicamente de derivados del petróleo. Es importante anotar que en los últimos años se ha venido presentando al interior de este sector una dieselización del parque automotor como consecuencia de señales no apropiadas en los precios de los combustibles líquidos. El sector industrial es el segundo consumidor de energía, siendo aún el carbón el combustible dominante. El sector residencial ocupa el tercer lugar en importancia en la estructura actual del consumo final, presentándose una rápida penetración del gas natural en los usos térmicos.

En el año 2001 los derivados constituyeron el 43% del total del consumo, en tanto que el gas natural aumentó su participación al 10% con respecto a 1997 y la electricidad mantuvo el 13%. Además de los factores económicos que tipifican este periodo, estrategias energéticas como la masificación del gas, han incidido en la misma estructura de consumo, cuyos efectos en la búsqueda de eficiencia, combustibles limpios y racionalización explican en buena parte este comportamiento.

CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR SECTOR 2001 [Tcal]



CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR ENERGETICO [Valores en Tcal]



El cuadro siguiente resume los principales indicadores y hechos asociados a la evolución del consumo final de energía en el último quinquenio.

INDICADOR	Unid.	1997	2000	2001	Variación 01/00 (%)	OBSERVACIONES
Consumo Final Total de Energía (Incluye contrabando y robo de combustibles líquidos)	Tcal	246,384	239,770	238,709	-0.44%	Adicional al efecto económico sobre el consumo final, el contrabando y el robo de gasolina motor y diesel oil presentaron una tendencia creciente durante los años 1999, 2000 y 2001, hecho que afectó al país en lo económico y empresarial, y por consiguiente a los mercados legales de combustibles. (Tendencia decreciente en las ventas de gasolina de Ecopetrol)
Consumo Per cápita	Gigacal/habit	6.16	5.67	5.55	-2.15%	La combinación de factores como la recesión económica de 1999 y el incremento de los precios de los combustibles y mejoras tecnológicas, ha marcado una tendencia decreciente en el consumo per capita.
Participación del Consumo por sectores:	La estructura del consumo final por sectores presentó cambios en el periodo 1997-2001; el sector transporte que concentra los mayores consumos de energía, ha perdido participación en los últimos años debido entre otros a: mejoras tecnológicas de los vehículos (reposición por vehículos de inyección), disminución del flujo interurbano por aspectos de seguridad, programas de transporte urbano (Pico y Placa, ordenamiento de las rutas y vías, Transmilenio).					
INDICADOR	Unid.	1997	2000	2001	01/00(%)	
Residencial	%	17.54	18.54	18.90	1.91%	Los sectores residencial y comercial han tenido un leve aumento en su participación, mas por la disminución del sector transporte que por incrementos significativos en sus niveles de consumo.
Comercial	%	4.31	4.27	4.56	6.80%	
Industrial	%	29.32	28.54	28.49	-0.19%	El sector industrial, uno de los más afectados por la recesión económica.
Transporte	%	34.16	33.30	32.50	-2.42%	Durante los últimos años, se ha venido observando una dieselización del parque automotor. El diferencial de precios entre el diesel y la gasolina motor, ha sido un factor importante.
Otros	%	14.66	15.34	15.56	1.41%	

Los comportamientos que se han observado en el consumo de energía, especialmente en el de combustibles, muestran que las diferentes directrices que determinan el comportamiento de la demanda vía precios, no han sido suficientes para la configuración de un manejo integral que compatibilice la coexistencia de mercados libres y regulados en los diferentes sectores consumidores.

En el sector residencial, la política de precios establecida para el GLP y el gas natural, que los ha convertido en los más competitivos de dicho sector, ha sido congruente y ha dirigido la

¹ Desde el año 2001, Ecopetrol y la UPME vienen uniendo esfuerzos en la estimación del contrabando y robo de gasolina, de acuerdo a los diferentes estudios y mediciones que las entidades vienen realizando.

tendencia de consumo de energía hacia fuentes más eficientes como los mencionados combustibles, sustituyendo la energía eléctrica y la leña.

En el sector industrial las señales de precios de los derivados del petróleo y de los gases combustibles, no está ayudando a cambiar la matriz energética. El interés de lograr una mayor participación del gas natural, ha estado direccionada principalmente por motivos ambientales. El hecho de que combustibles como el Fuel Oil y el carbón puedan ajustar su precio de manera inmediata, mientras que el gas natural deba esperar un semestre, ponen a este último competidor en desventaja.

En el sector transporte, el mantenimiento del subsidio al diesel esta ocasionando una tendencia de conversión del parque automotor hacia este combustible, lo cual generará déficit en refinación en el corto plazo y un aumento en la cantidad de los subsidios debido al mayor precio del diesel importado. Así mismo, la política de precios no ha estado acorde con los objetivos perseguidos por el PEN en cuanto al mejoramiento de la calidad ambiental. Muestra de ello es el creciente consumo de ACPM frente a un desarrollo no muy fortalecido del uso del Gas Natural Vehicular, e incluso de la Gasolina Motor.

Es importante considerar además de los lineamientos de política energética estructurados a través de los Planes Energéticos Nacionales, que el régimen tarifario tiene entre otros objetivos: i) aproximar mediante tarifas los precios de los servicios públicos hacia los de un mercado competitivo; ii) considerar dentro de la tarifa de un servicio público, un cierto nivel de calidad, grado de cobertura y diversificación energética; iii) generar fórmulas tarifarias de fácil comprensión, aplicación y control.

La siguiente matriz resume los sistemas de precios aplicados a cada energético desagregando los eslabones de las cadenas.

Al revisar la evolución de los precios de los diferentes energéticos en los últimos años, se obtiene la siguiente gráfica:

	PRODUCTOR	MAYORISTA	MINORISTA	IMPUESTOS	TRANSPORTE	SUBSIDIOS O CONTRIBUCIONES
GASOLINA CORRIENTE	Regulado	Regulado	Libre y Regulado	Arancel, Timbre, Global, Iva y Sobretasa	Fletes marítimos, Tarifa Pozos Colorados -	No sujeto
GASOLINA EXTRA	Libre	Libre	Libre	Global, Iva y Sobretasa	Estampilla por Poliducto y Carretero	No sujeto
ACPM	Regulado	Regulado	Libre y Regulado	Arancel, Timbre, Global, Iva y Sobretasa	Fletes marítimos, Estampilla por Poliducto y Carretero	No sujeto
ENERGÍA ELÉCTRICA	Libre	Libre	Libre y Regulado	Contribución entidades control, regulación y Zonas No Interc., Ambiental	Estampilla nacional y sistemas regionales	Sujeto
GAS NATURAL	Regulado	Regulado	Regulado	Contribución entidades control, regulación y transporte.	Distancia por gasoducto y Cargo de Distribución	Sujeto
CRUDO DE CASTILLA	Libre	Libre	Libre	Ninguno	Carretero	No sujeto
FUEL OIL	Libre	Libre	Libre	Iva	Carretero	No sujeto
CARBÓN MINERAL	Libre	Libre	Libre	Ninguno	Carretero	No sujeto
GLP	Regulado	Regulado	Regulado	Contribución entidades control y regulación.	Estampilla por Poliducto o Propanoducto y Carretero	No sujeto
GNV	Regulado	Regulado	Libre	Ninguno	Tarifa Gasoducto.	No sujeto

Regulado: Implica la imposición de un precio máximo.

Libre: Implica la determinación libre de márgenes y precios por parte de los agentes.

Carretero: Implica el costo desde la planta de abasto mas cercana al sitio de consumo en modo carretero.

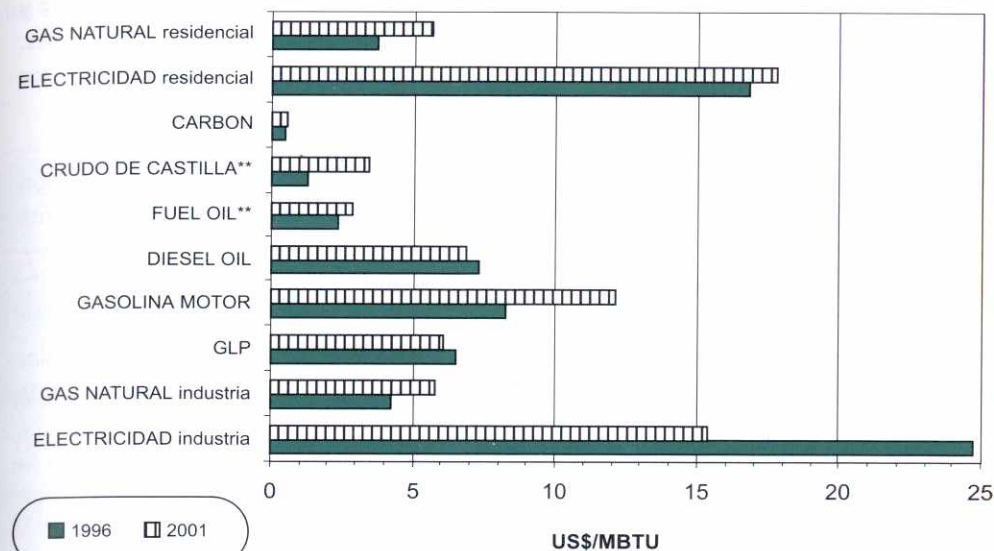
Estampilla por Poliducto: Implica cargo general (Total país) adicional por concepto de transporte entre sitio de producción y planta de abasto interconectada.

Distancia por gasoducto: Implica un cargo específico que remunera el transporte por ducto desde un sitio específico de origen a uno específico destino.

Subsidio o contribución: (Sujeto / no sujeto). Implica que el combustible es objeto de subsidios o contribuciones hacia y por parte de algunos consumidores.

Fuente: UPME.

Se puede observar como el precio de la electricidad para el sector industrial tuvo una disminución importante en el período, cercana al 38%, no siendo así para el sector residencial.



El incremento en el número de comercializadores y el aumento de consumidores no regulados en el sector industrial permitió reducciones en los precios de la energía eléctrica. En grado menor disminuyeron los precios del GLP y del Diesel Oil, 6% cada uno.

Entre los energéticos que incrementaron su precio se destaca en primera instancia el Crudo de Castilla que tuvo un incremento del 180%, resultante de la estrategia para eliminar su uso como energético, de acuerdo a la regulación ambiental vigente. La gasolina motor tuvo un incremento del 47% y el gas natural del 35%. En menor proporción crecieron los precios del fuel oil y carbón con un 21% y 18% respectivamente, crecimientos que en términos reales son muy bajos.

URE

El tema de Uso racional de la energía ha tenido una importancia marginal en Colombia. Si bien se desarrollaron algunos esfuerzos en el pasado, estos se han concentrado en el desarrollo de instrumentos de promoción y difusión que han obedecido a situaciones de orden coyuntural, en especial, por la presencia de fenómenos climáticos que han puesto en alarma al sistema eléctrico nacional.

Con la finalidad de promover una matriz de consumo más eficiente y sobre la base de los recursos energéticos disponibles, iniciando la década de los noventa, en el país se trató de modificar su estrategia energética mediante la sustitución de energéticos de mayor costo y que permitieran coadyuvar con los objetivos de mitigación de los impactos ambientales. Esta política ha mostrado resultados a nivel de la penetración del gas natural en el sector residencial y de la eliminación del Crudo de Castilla.

Son grandes las oportunidades de ahorro de energía que podrían ser aprovechadas en función de las tecnologías disponibles en el mercado local o en el ámbito internacional. Es evidente que para su aprovechamiento se requiere, en casi todos los casos, inversiones adicionales y, también, cambios de hábitos, prácticas y costumbres.

La dicotomía entre las decisiones de los actores vinculados directamente con los potenciales de ahorro de energía y lo deseable desde un óptimo global, responde a un conjunto de barreras que impiden el desarrollo de esas oportunidades. Entre otras barreras se tienen los costos de transacción que el planeamiento centralizado no contempla en detalle y la desconfianza de los agentes ante la estabilidad de las políticas de precios.

Las barreras para el caso colombiano están presentes en casi todos los países donde se está incorporando la eficiencia energética como una política de estado y se pueden clasificar en cuatro grandes grupos: barreras de mercado, de información, culturales e institucionales. Dentro de cada uno de estos grupos existen las siguientes principalmente²:

- Deficiencias técnicas de quienes pueden ofrecer servicios de URE.
- Falta de financiación para proyectos de URE.
- Barreras económicas de los potenciales ahorradores de energía.
- Ausencia de credibilidad en las ventajas del URE.
- Ausencia de divulgación de los beneficios de la cultura de URE.
- Incertidumbre política, social y económica.
- Baja continuidad y planeación de los programas Institucionales.

Con relación a los potenciales de ahorro, la UPME emprendió una valoración y cuantificación del potencial de ahorro de energía en el sector industrial, mediante mediciones detalladas de la tecnología, procesos productivos y tipos de energéticos utilizados en las distintas actividades económicas en las ramas de ladrillo, vidrio y cerámica, hierro acero y metales no ferrosos, pulpa y papel, alimentos, textiles y maquinaria y equipos, cuyos resultados más relevantes se presentan a continuación:

Con respecto al uso racional de energía en los sectores residencial y comercial, la UPME inició un programa de Normalización, Certificación y Etiquetado de Equipos (Programa

² Evaluación del Potencial y Estructura del Mercado de Servicios de Uso Racional y Eficiente de Energía. UPME 2001.

CONOCE), cuyo propósito es el de disminuir la demanda final de energía sin afectar el bienestar de la población, mediante el suministro de información sobre la eficiencia energética de los equipos de uso final.

POTENCIALES DE AHORRO DE ENERGIA EN ALGUNAS INDUSTRIAS

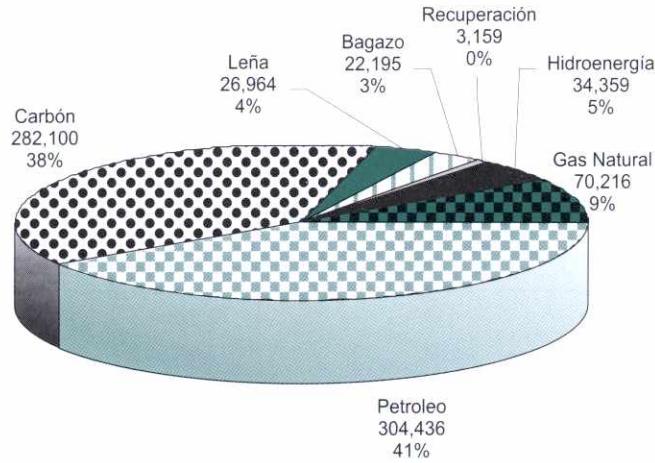
SECTOR	AHORRO POTENCIAL GJ/AÑO	AHORRO ENERGIA BEP/AÑO	AHORRO MUS\$/AÑO
LADRILLO	410	73.529,4	1,69
HIERRO	26,06	4.673.600,4	107,49
ALUMINIO	1.620	290.530,8	6,68
COBRE	0,16	28.694,4	0,65
TEXTILES INTEGRADAS	1.402.004	251.435	5,78
TEXTILES NO INTEGRADAS	1.036.520	185.889	4,27
MAQUINARIA Y EQUIPO	0,0061	0,0345	0,79

En correspondencia con las recomendaciones y los avances hechos por la UPME, se expidió en el año 2001, la Ley 697, la cual persigue ampliar y optimizar el uso y cobertura de la energía, mediante el fomento a la eficiencia energética, aprovechamiento de las energías renovables y utilización de tecnologías avanzadas.

OFERTA DE ENERGIA

Históricamente, Colombia ha mantenido una oferta diversificada de energía, que le ha permitido atender sus requerimientos internos y contribuir significativamente a la generación de divisas. En los últimos cinco años se han cumplido las estrategias propuestas por el PEN en 1997, en lo que se refiere a garantizar un suministro de energía e incrementar la exportación de recursos, básicamente petróleo y carbón. En efecto, en el año 2000 se logró el máximo histórico tanto en producción como en exportaciones, debido principalmente al desarrollo de los campos de Cusiana-Cupiagua, los cuales iniciaron su declinación sin ser compensada con nuevos descubrimientos.

PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA 2001 [Tcal]



INDICADOR	Unid.	1997	2000	2001	Variación 01/00	OBSERVACIONES
Energía Primaria de Producción	Tcal	685,826	747,792	743,428	-0.58%	En la estructura de la producción de energía primaria, el 88% le correspondió a las fuentes no renovables, petróleo, gas y carbón y el 12% restante a las renovables, básicamente hidroenergía, bagazo y leña. El petróleo representó casi la mitad de la producción total de energía.
Oferta Interna de Energía	Tcal	320,465	327,608	322,706	-1.50%	De la energía primaria producida en este período, el 44% se destinó a atender el abastecimiento interno.
Exportaciones de Energía Primaria	Tcal	353,841	425,378	413,447	-2.80%	El sector energético se convirtió en pieza fundamental de la economía y del comercio exterior colombiano, generando en el año 2000 el mayor aporte de divisas y recursos al fisco nacional.

PETRÓLEO Y DERIVADOS LÍQUIDOS

La actividad exploratoria en el país descendió de un nivel de 85 pozos en 1988 a 14 en el año 2001, con un promedio en el período 1997-2001 de 22 anuales. Múltiples son las causas que han motivado este comportamiento: los ataques permanentes a la infraestructura de transporte y a la actividad exploratoria misma, la inestabilidad jurídica y las modificaciones permanentes al régimen tributario.

A partir de 1994, se inician las mejoras a las condiciones para la actividad exploratoria al establecer el factor R para la distribución de la producción. A partir de 1995, la adquisición de sísmica y la perforación de los pozos exploratorios que hubieran resultado secos, serían reembolsados a la compañía asociada. En 1997 se establecen diversas modalidades entre las que se cuentan la de riesgo compartido y producción incremental y condiciones

contractuales especiales cuando se trate de producción de gas. El efecto más importante para campos pequeños y medianos lo constituye el cambio de regalías fijas de 20% por una escala variable en función de la producción, iniciándose en 8% hasta llegar a 25%.

No obstante los cambios contractuales, la actividad exploratoria (tanto de sísmica como de perforación) no ha reaccionado sustancialmente. El efecto de las sucesivas modificaciones se ha expresado fundamentalmente en un incremento en la firma de contratos de asociación, los cuales alcanzaron las cifras de 32 en el año 2000 y 28 en el año 2001.

Indicador	1997	1999	2000	2001	Observaciones
Actividad Exploratoria (# de pozos A3)	28	21	28	18 (2 están en evaluación) (2 están en pruebas) (10 fueron no productores). (A diciembre 31 se encontraban en exploración otros 4 pozos)	
Inversión Exploratoria	371MUS\$	190MUS\$	111MUS\$	178MUS\$	
Contratos de Asociación firmados	17	1	32	28	
Contratos de Asociación Vigentes al 31 de diciembre	104	98	115	130	
Reservas Probadadas	2,577MBLS	2,289 MBLS	1,972 MBLS	1,841 MBLS	La relación reservas / producción entre 1997 y 2001 se ha reducido de 11 a 8 años. No se han repuesto las reservas utilizadas
Producción de crudo	652KBPD	816 KBPD	687KBPD	604KBPD	Las disminuciones en la producción de crudo se debe principalmente a la declinación normal de los campos tradicionales, la baja de Cusiana y los atentados al oleoducto Caño Limón - Coveñas.
Volumen de exportación de crudo	165KBPD	515KBDC	381KBDC	330KBPD	Las exportaciones de crudo han caído principalmente por la declinación de los campos y los atentados terroristas principalmente al Oleoducto Caño Limón Coveñas.
Exportación de crudo y derivados	1,511MUS\$	2,170 MUS\$	2,585MUS\$	1,776MUS\$	
Cargas a Refinerías	277KBPD	285KBPD	290KBPD	299KBPD	
Producción de Combustibles	262KBPD	279KBPD	286KBPD	234KBPD	

La ausencia de nuevos descubrimientos en el periodo 1997 - 2001 ha llevado a una disminución de las reservas del 9% en promedio anual, presentándose en el año 2000 una caída equivalente al 14% con respecto al año anterior, es decir 317 Mbls, modificando su disponibilidad en términos de la relación reservas / producción, al pasar de 11 años en 1997 a 8 en el 2000.

La producción nacional de crudo presenta en los últimos años un crecimiento anual promedio del 2%, registrando en 1999 el valor más alto en la historia del país, con volúmenes superiores a los 800 KBDC. En el año 2000 se inicia el descenso con una disminución del 16% debido principalmente a la declinación normal de los campos y los atentados al oleoducto Caño Limón - Coveñas.

En lo que se refiere a la modalidad de producción, el 78% correspondió al esquema de asociación, el 17% a producción directa de Ecopetrol y el 5% restante al sistema de concesión.

Por el lado del transporte de crudo, ha sido crítica su operación al incrementarse el número de atentados al Oleoducto Caño Limón - Coveñas que en el año 2000 llegaron a 96 y durante el 2001 se contabilizaron en 170, siendo tan crítica la situación en este último año que fue necesario parar la producción del campo durante varios periodos.

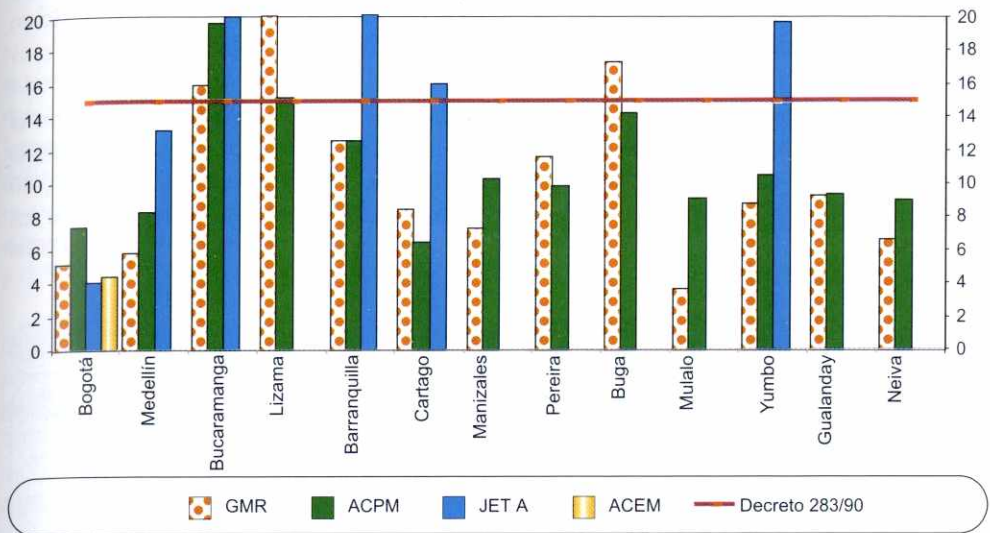
En los últimos cuatro años el costo del crudo derramado fue de US\$ 18 millones. Durante el año 2000 se dejó de producir aproximadamente 19.02 KBDC, con pérdidas totales estimadas en US\$ 185 millones.

Sobre el fenómeno de los robos de los derivados del petróleo, conviene señalar que el problema por su repercusión ha dejado de ser de carácter eminentemente empresarial (responsabilidad de Ecopetrol), para convertirse en una de las mayores preocupaciones para el Estado Colombiano, no sólo por sus connotaciones ligadas a la situación de orden público sino por su impacto en los ingresos de la nación.

El costo de los robos de los derivados líquidos durante el año 2001, alcanzó los US\$ 67 millones equivalentes en términos de volumen a aproximadamente 5.900 barriles/día. Actualmente se estima que el robo de combustibles líquidos puede estar oscilando alrededor de los 7,000 barriles día.

En cuanto a los problemas del contrabando, el desproporcionado diferencial de precios de la gasolina y el ACPM entre Venezuela y Colombia, ha sido una de las causas fundamentales. Los volúmenes de contrabando oscilan actualmente alrededor de los 12.500 bls/día, lo que representó en el 2001 el 9% de las ventas de Ecopetrol en estos combustibles.

Capacidad de Almacenamiento de Distribuidores Mayoristas por Producto y Centro de Consumo, en días de consumo



La normatividad actual establece que para cada producto la capacidad de almacenamiento disponible de los Distribuidores Mayoristas debe corresponder por lo menos a quince (15) días de la demanda atendida lo cual no se cumple en la mayoría de los casos. En casi todos los principales centros de consumo, tal como se aprecia en el gráfico adjunto, hay un déficit importante respecto a la normatividad, lo cual plantea una situación de fragilidad en el suministro en la eventualidad de suspensión del abastecimiento por razones de orden público, catástrofes naturales, paros laborales o restricciones en las refinerías.

En la industria del GLP, la oferta depende de Ecopetrol como único agente. La fórmula tarifaria para determinar el ingreso por producto para el gran comercializador se basa en un promedio móvil de 36 meses, que si bien le da estabilidad al precio al usuario final, desincentiva la entrada de nuevos agentes a ese eslabón de la cadena.

El mercado del GLP, salvo en contadas ocasiones, se ha caracterizado por ser un mercado marginalmente deficitario, donde la demanda siempre ha estado supeditada a la oferta. En el pasado, las fuertes presiones de la demanda generaron algunas importaciones, limitadas siempre por la escasa capacidad en los puertos para manejar volúmenes importantes.

ECOPETROL tiene una capacidad de producción máxima de 25.000 BDC. Asimismo, existen limitaciones en la capacidad en puerto para importaciones y no existe sistema de transporte al interior del país, diferente a carrotaques o por vía fluvial, medios que se han utilizado en casos de emergencia.

El estado del parque de cilindros presenta un estado de deterioro preocupante y, con el objeto de desarrollar un programa de reposición de cilindros y tanques estacionarios, la CREG indicó que todos los cilindros nuevos que ingresen al parque deberán ser de 30 y 80 libras. Hay dificultad para la aceptación de los nuevos tamaños, tanto de parte de los consumidores como de los distribuidores, por lo cual solo se ha repuesto un 14% del total de cilindros programados.

INDICADOR	1997	2000	2001	Variación 01/00 (%)	OBSERVACIONES
Producción (KBDC)	21.6	22.4	23.3	4%	Proviene principalmente (91%) de las refinerías de Barrancabermeja (aporta el 84% de la producción nacional), Cartagena y Apiay; y en menor cantidad de campos de producción (Provincia, Payoa, Salina, Opón, otros). La producción de refinería contiene un contenido de butanos y más pesados de alrededor del 62%, superior al nivel establecido por la Creg (44.7%).
Importación (KBDC)	0	0	0	0%	Ausencia de importaciones, probablemente por los altos precios del propano y del butano en el mercado de Mont Belvieu (referencia para Colombia) durante los años 2000/2001 resultado del alza en el precio del crudo.
Consumo (KBDC)	21.81	24.2	24.5	1%	Sectores: Residencial (83%), Industrial (9%), Comercial/Servicios (8%). Costa Atlántica consume alrededor del 15%.
Exportación (KBDC)	0.78	1.19	1.59	34%	

GAS NATURAL

La oferta de gas se ajusta a las condiciones actuales del mercado que en el corto o mediano plazo pueden cambiar dependiendo del cronograma de entrada de los proyectos Cusiana y Catalina. Actualmente, el número de productores limita la posibilidad de introducir una verdadera competencia en esta fase de la cadena, configurándose de hecho un esquema monopolístico.

Existen inquietudes sobre la capacidad de transporte para el interior, en caso de aumentarse la demanda y presentarse un nuevo Fenómeno del Niño. Aunque la capacidad de transporte en principio ha respondido a las condiciones del mercado, su expansión dependerá principalmente de la política tarifaria y de los esquemas contractuales que se adopten.

En distribución, la activa participación del sector privado ha permitido desarrollar un sistema de construcción de redes bien por concesión o mediante el mecanismo de áreas exclusivas,

lo que se ha traducido en un incremento sustancial en el número de instalaciones domiciliarias, las cuales han crecido por encima del 14% promedio anual en los últimos 4 años.

No obstante los desafíos que enfrenta actualmente el sector de gas natural, su desarrollo durante los últimos diez años ha sido notable y correspondiente al Plan de Masificación de Gas, el cual se ha constituido en uno de los lineamientos de política energética más importantes de la última década. El Plan buscaba implementar estrategias que permitieran orientar el desarrollo de la matriz de consumos de energía en el país hacia estructuras con mayor eficiencia energética y hacia la conservación del medio ambiente. El punto central de dichas estrategias consistió en incrementar en el sector residencial el consumo de gas natural y GLP como sustitutos de electricidad, leña, derivados del petróleo y carbón.

Es así como la participación del gas natural en el total del consumo final de energía del país pasó del 5% en el año 1993 al 10% en el año 2001. En el sector doméstico, el número de instalaciones da cuenta de la favorable evolución de este energético. Mientras en el año 1993 el número de instalaciones llegaba a 647,357, en el 2001 se alcanzaron 2,490,000 instalaciones, representando una cobertura nacional del 29% y una cobertura urbana del 41%.

El siguiente cuadro muestra los principales indicadores del sector de gas natural en los últimos años:

INDICADOR	1997	2000	2001	Variación 01/00 (%)	OBSERVACIONES
Potencial (MBPE)	nd	37000	37000	0%	56% ubicados en las cuencas con producción (Llanos O. VSM, VMM, VIM, Putumayo, Catatumbo y Guajira).
Reservas Probadas Remanentes (GPC)	6928.0	7189.5	7489.7	4%	4507 GPC tienen viabilidad concreta de comercialización (Reservas Probadas Desarrolladas). 64% de las reservas ubicadas en el interior del país (Cusiana - Cupiagua, Floreña, Pauto, Volcanera, otros)
Producción Fiscalizada (MPCD)	1500	3300	3500	5%	Concentrándose en los campos Cusiana, Cupiagua, Ballena y Chuchupa.
Suministro (MPCD)	581.4	578.8	600.6	4%	Los campos ubicados en la Guajira participaron con aproximadamente el 82% del gas suministrado.
Relación Reservas/Producción(1) (Años)	32.6	34.0	34.2	0.4%	
Consumo (MPCD)	568.0	578.4	595.8	3%	Sectorial: 38% Generación Electricidad; 28% Industrial; 17% Ecopetrol; 13% Doméstico; 2% GNV; 2% Compresores y Auto Costa Atlántica concentró el 59% del consumo total.
Instalaciones Domiciliarias (Millones)	1.34	2.18	2.49	14.16%	
Cobertura (%)	17%	29%	32%	3 Puntos	La cobertura sólo considera los departamentos del área de influencia de suministro de gas.

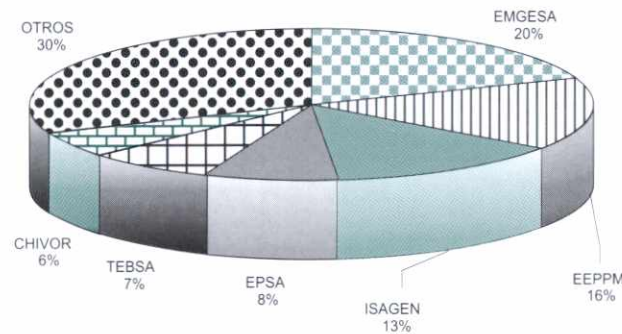
ELECTRICIDAD

En los últimos cinco años, el sector eléctrico ha venido consolidando las reformas iniciadas en la primera mitad de los 90's mediante las leyes 142 y 143 de 1994. Esta consolidación se ha basado fundamentalmente en el desarrollo del marco regulatorio, la conformación de un esquema de mercado mayorista de electricidad, el desarrollo de reglas para la distribución, transporte y comercialización de energía eléctrica y la entrada de nuevos agentes privados al mercado.

La capacidad instalada de generación eléctrica tuvo un crecimiento superior al 17% entre 1997 y el 2001, al pasar de 11,180 MW a 13,170 MW, siendo significativos los incrementos durante los dos primeros años del periodo en mención, los cuales estuvieron basados fundamentalmente en plantas térmicas a gas natural. De la capacidad instalada a diciembre 31 del 2001, el 66% corresponde a tecnología hidráulica, mientras el 34% corresponde a térmica.

En cuanto a la transmisión, el STN ha pasado de 10,340 km de circuitos en 1997 a 11,883 km en el año 2001, siendo ISA el mayor propietario con una participación del 68.4%.

Capacidad de Generación por Agente Propietario



A pesar de los avances en el marco regulatorio y la consolidación del mercado, existen problemas que aún dificultan la sostenibilidad del nuevo esquema. Entre los principales podemos mencionar:

³ No hay claridad en la eficiencia del costo unitario empleado; no induce compromiso para la expansión; probables fallas en el mecanismo de asignación.

1. No existen señales suficientes para la expansión en el largo plazo. Entre ellas: i) imperfecciones en el cargo por capacidad³, ii) inconformidad de los agentes sobre el mecanismo de remuneración de la generación fuera de mérito. Adicionalmente, el exceso temporal de oferta, causado en parte por el bajo crecimiento del consumo debido a la recesión económica, atenúa las señales de largo plazo.
2. Disminución en la confiabilidad por efecto de los atentados terroristas contra la infraestructura de transmisión. Esta situación ha llevado al sistema a operar en condiciones límite de seguridad y ha deteriorado los índices de calidad de suministro. Igualmente ha generado un alto costo para las empresas transportadoras, a la vez que ha conducido a generar energía con recursos más costosos de lo normalmente requerido. En el año 2000, fueron derribadas 370 torres y en el año 2001, 254 torres. A pesar de esto, la rapidez en la operación del sistema en cuanto a despacho de energía y minimización de restricciones, ha permitido mantener el suministro en forma oportuna.
3. En cuanto a la actividad de distribución, los acciones más relevantes se han concentrado en la viabilidad de las empresas, la calidad del servicio y la expansión del mismo. Los empresarios han manifestado que el cargo por distribución no reconoce los costos totales, entre los cuales se destaca la tasa de recuperación del capital, la remuneración adecuada de los gastos AOM, la recuperación de la inversión de las unidades constructivas, así como las pérdidas reconocidas de acuerdo con la topología de la red (pérdidas técnicas). Adicionalmente las condiciones socioeconómicas de algunas regiones han afectado los niveles de pérdidas no técnicas y la recuperación de cartera.
4. Se han dilatado en el tiempo los procesos de convocatoria para la expansión de transmisión. En este punto se debe clarificar el objetivo de estas convocatorias y no perder de vista que la intención final es lograr expandir la red en forma oportuna y al menor costo posible para el usuario.

El siguiente cuadro muestra los principales indicadores del sector eléctrico en los últimos años:

INDICADORES DE LA EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Indicador	Detalle	Evolución			Comentario
		1997	2000	2001	
Capacidad instalada (MW)	Hidráulica	8.103	8.276,0	8.682,0	Las ampliaciones de capacidad se han ejecutado satisfactoriamente.
	Térmica	3.084	4.302,0	4.487,0	
Demanda	Energía (GWh)	43.926	42.460,1	43.378,6	Durante el año 2001 la demanda de energía eléctrica repuntó levemente, creciendo un 2,16% respecto de la demanda del año anterior.
	Potencia (MW)	7.559	7712,0	7787,0	
Cobertura (%) [1]		81,0	87,0	89,0	Durante el año 2001 se ejecutaron dos proyectos de expansión asignados por la UPME mediante procesos de convocatoria
	Tamaño Sistema de Transmisión Nacional-STN (longitud/capacidad)	1.065 9.275	1.449,3 10.098,5	1.449,3 10.434,5	
Agentes Mercado Mayorista de Energía-MEM (#)	Transformación (MVA)	2.700	3.510,0	3.510,0	En los últimos años, algunas empresas han sido adquiridas por grupos empresariales.
	Generadores	28	35	33	
Participación Privada por actividad (%)	Transmisores	11	11	11	Fundamentalmente en lo que corresponde a las actividades de generación y distribución.
	Distribuidores	35	31	31	
Compras de Energía (%)	Comercializadores	58	64	57	El volumen de las transacciones se concentra en los contratos de largo plazo.
	Generadores	n.d.	59,9	54,0	
Precios promedio en bolsa (\$/kWh)	Transmisores	n.d.	1,5	1,4 (pr)	Si bien los precios han tendido a la baja, el impacto de los atentados y algunas señales han contribuido a modificar esta tendencia.
	Distribuidores [2]	5,7	19,0	19,0	
Costo Unitario (\$/kWh) [3]	Comercializadores [2]	37,9	64,0	64,0	Hay una propuesta de la CREG para modificar la fórmula del C.U
	Bolsa	23,5	27,6	28,3	
Compras de Energía (%)	Contratos	76,5	72,5	71,7	Si bien los precios han tendido a la baja, el impacto de los atentados y algunas señales han contribuido a modificar esta tendencia.
	Bolsa	66,7	45,0	53,0	
Costo Unitario (\$/kWh) [3]	Contratos	35,6	44,5	53,3	Hay una propuesta de la CREG para modificar la fórmula del C.U
	Bolsa	178,4	186,1	173,8	

[1] De la zona interconectada
 [2] Calculado a partir del número de agentes
 [3] Ponderado nacional de diciembre de cada año (\$ ctes. Feb. 2002)
 pr.: Preliminar
 n.d.: No disponible

CARBON MINERAL

Los carbones de exportación y de consumo interno son perfectamente diferenciables, tanto por su ubicación, tipo de minería, nivel tecnológico, como por su volumen de producción.

El desarrollo del complejo del Cerrejón (zona norte, centro y sur) constituye un punto de quiebre en la actividad minera de exportación, llevando a un repunte significativo en la producción de carbón de exportación en los últimos años. La ampliación de la zona norte que, de una participación inicial fuerte del Estado, ha llegado a su completa privatización, y la reciente vinculación del capital extranjero en los procesos de contratación de las zonas centro y sur y de otros desarrollos carboníferos de la costa norte han conducido a un incremento de la producción y a consolidar la vocación exportadora de Colombia. La implementación del acuerdo suscrito en enero de 1999 para el acceso de terceros a la infraestructura de transporte y embarque de El Cerrejón Zona Norte ha sido fundamental. La labor del Estado se ha centrado en promover y regular el recurso. Conviene señalar que la calidad del carbón nacional y su competitividad en el mercado mundial le han permitido a las empresas colocar los volúmenes de exportación previstos, convirtiéndose este recurso en el tercero de mayor importancia en las exportaciones del país, después del petróleo y el café.

El mercado nacional continua estable; prácticamente se sostienen los niveles de producción de hace cinco años. El consumo ha mostrado incluso una tendencia a disminuir debido entre otros factores a la falta de continuidad de las políticas mineras, consecuencia de las erráticas transformaciones del esquema institucional definido para la autoridad minera nacional; la inoperancia y poca efectividad de la empresa estatal por factores internos y externos; la recesión económica que ha afectado el potencial crecimiento de los sectores consumidores, del industrial principalmente; a la manera como se ha instaurado la competencia en el mercado de generación eléctrica, que ha enfrentado los costos hundidos de las tecnologías hidroeléctricas y la necesidad de crear un mercado de grandes volúmenes para el gas natural.

Para el carbón metalúrgico y sus derivados (coques y semicoques), Colombia no presenta niveles importantes de exportación. Sin embargo, en los últimos años se ha notado una mejoría en estas exportaciones, pues han pasado de 666,000 toneladas exportadas en 1998 a 837,000 en el año 2000. El destino de estas exportaciones fueron los países de Centro y Sur América, destacándose en su orden Venezuela, Perú, Chile y Cuba.

El cuadro siguiente resume los principales indicadores y cifras de la evolución del carbón en los últimos 5 años.

INDICADOR	Unid.	1997	2000	2001	Variación 01/00 (%)	OBSERVACIONES
Reservas (indicadas)	Mton	6.648	6.655	6.611	-0,66%	El 70% de las reservas se concentran en la Costa Atlántica, el 30% restante en el interior del país.
Relación R/P	Años	122	105	90	-13,71%	La relación se obtiene suponiendo una recuperación del 60% de las reservas (comercialmente explotables) y tomando la producción del año
Producción	Kton	32.742	38.142	43.911	15,12%	Durante los últimos cinco años, la gran minería de la Costa Atlántica contribuyó con el 86% de la producción nacional. Esta minería es netamente de vocación exportadora.
Exportaciones	Kton	27.580	35.614	38.195	7,25%	La notable evolución en las exportaciones se debe básicamente al desarrollo de los proyectos de gran minería de la Costa Atlántica.
Demanda Interna	Kton	4.648	3.526	3.600	2,10%	Durante los últimos cinco años, la demanda interna de carbón representó en promedio menos del 15% de la producción nacional. En términos generales, el comportamiento económico del país ha motivado una tendencia decreciente en el consumo interno. Del carbón producido para el consumo interno (3.6 Mton en 2001) 974000 toneladas se consumieron en plantas de generación térmica.
Precios FOB Cerrejón	US\$/Ton	30.32	26.19	32.59	24,44%	

Es necesario mencionar que en lo que se refiere a la producción para consumo doméstico, persiste una considerable participación de explotaciones ilegales a pesar del intento estatal de legalización ordenado por la Ley de Regalías. Adicionalmente y desde el punto de vista operativo y comercial se evidencian problemáticas que demandan soluciones radicales y ellos son: la figura de intermediación entre productores y consumidores, la falta de controles y mecanismos de regulación a consumidores industriales, los altos costos de transporte, las limitaciones de la infraestructura para movilizar el carbón y finalmente la baja productividad y competitividad de las explotaciones artesanales.

Sobre este último aspecto, es importante destacar el esfuerzo realizado para promover los esquemas de integración de áreas mineras, como una alternativa viable para contrarrestar la minería de baja tecnología, ilegal, ineficiente y dispersa en todo el territorio nacional. Esta medida procura realizar un aprovechamiento racional de los yacimientos, generar conocimiento geológico, adelantar operaciones mineras con la debida planeación, proteger la calidad del empleo, facilitar los canales de comercialización e incorporar debidamente las

variables ambientales en el desarrollo de la actividad minera. Sin embargo, esta iniciativa aún no está consolidada en el país como una estrategia para la pequeña y mediana minería y será necesario evaluar su pertinencia y promoverla con participación de otras instancias como son los entes territoriales y con recursos provenientes del Fondo Nacional de Regalías.

ENERGÍAS RENOVABLES

De las energías renovables en el país solo se ha empleado en forma intensiva la hidroelectricidad a gran escala. En los últimos años, alrededor del 65% de la capacidad instalada se ha basado en centrales hidráulicas de gran tamaño, aunque no es la única alternativa energética renovable con que cuenta el país.

De la biomasa, que es la más variada de las fuentes renovables, solo se emplea para generación el bagazo de caña, agregando una capacidad instalada del orden de 25 MW, principalmente en sistemas de cogeneración. Si se cuentan sistemas donde se mezclan combustibles por (ejemplo bagazo y carbón) esta capacidad se incrementa en 100 MW aproximadamente. Adicionalmente, algunos residuos agroindustriales como vinazas, cascarillas de arroz y otros, se emplean para la producción de calor.

En zonas aisladas se vienen aplicando sistemas de suministro energético basados en paneles fotovoltaicos, con una capacidad instalada que supera los 2 MW, además de la energía que se capta del sol para calentamiento de agua en colectores solares. En pequeñas centrales hidráulicas menores a 10 MW se cuentan alrededor de 168 MW de capacidad de generación en todo el país.

En el cuadro a continuación se describe el estado de las diversas fuentes de energía renovables, en cuanto al conocimiento del recurso, aplicaciones, estado actual y capacidad instalada.

Entre algunos proyectos encaminados al aprovechamiento de estas fuentes se desarrollaron las siguientes actividades de preinversión:

- En energía eólica EPM concluyó el estudio de factibilidad para la instalación de un parque eólico en La Guajira.
- En geotermia una empresa privada realizó el estudio de prefactibilidad y realizó un pozo profundo en la zona conocida como las Nereidas, Nevado del Ruiz.

Fuente	Conocimiento recurso	Aplicaciones	Estado	Capacidad instalada
Sol	Mapas del recurso anual y por cada mes	<ul style="list-style-type: none"> Sistemas fotovoltaicos Colectores solares 	Aplicada con problemas de calidad	> 2MW
Biomasa				
Bagazo de caña	<ul style="list-style-type: none"> Estimativo preliminar 	<ul style="list-style-type: none"> Calderas-cogeneración 	<ul style="list-style-type: none"> Aplicada 	<ul style="list-style-type: none"> >25MW solo bagazo > 100MW combinando bagazo y carbon.
Cascarilla de arroz	<ul style="list-style-type: none"> Estimativo preliminar 	<ul style="list-style-type: none"> Calderas 	<ul style="list-style-type: none"> Poco se aplica 	<ul style="list-style-type: none"> N.A.
Rellenos sanitarios	<ul style="list-style-type: none"> Estudios preliminares 	<ul style="list-style-type: none"> N.A. 	<ul style="list-style-type: none"> No se emplea 	<ul style="list-style-type: none"> N. A.
Biodigestores	<ul style="list-style-type: none"> Estimativos 	<ul style="list-style-type: none"> Cocción, generación eléctrica, descontaminación de aguas 	<ul style="list-style-type: none"> Poco Aplicada, resistencia cultural. 	<ul style="list-style-type: none"> Marginal
Eólica	Mapa preliminar de vientos Estudio de factibilidad planta de 20MW en la guajira	<ul style="list-style-type: none"> Bombeo de agua Generación eléctrica en sistemas aislados Generación eléctrica para suministro al SIN 	<ul style="list-style-type: none"> Se aplica Se aplica En estudio 	<ul style="list-style-type: none"> N.A. Marginal 50kW Posiblemente 20 MW en el corto plazo
Hidráulica	Mapa de caídas y caudales	Generación eléctrica a pequeña escala	Se aplica, a costos altos	>168 MW
Geotermia	Mapas de recurso geotérmico Estudios preliminares de zonas de interés	Generación eléctrica Suministro de calor	<ul style="list-style-type: none"> No se aplica aún Experimentos con invernaderos y calefacción 	N.A.

Para finalizar se presentan los costos de algunas tecnologías que aprovechan recursos renovables:

Fuente de Energía	Tecnología	Costos estimados
Sol	Sistemas Fotovoltaicos	US \$5,000 a 10,000/KW
	Sistemas térmicos	US \$500 m2
Eólica	Generación energía eléctrica	Pequeña escala (menor de 25 KW) US \$3,000/KW Gran escala US \$800 -1,200/KW
	Bombeo	US \$1,500 a 4,000 según capacidad
Geotermia	Generación eléctrica	Gran escala 1,500 y 2,500 US \$/KW Pequeña escala 3,000 y 5,000 US \$/KW
Pequeñas centrales hidroeléctricas	Generación eléctrica	Entre 2,000 y 20,000 US \$/KW
Biomasa	Biodigestores	>US\$200 por biodigestor dependiendo de la capacidad
	Combustión directa	US \$2,800 a 5,000 / KW

N.D.: No Disponible.



Plan Energético Nacional

Energía en Colombia 2003 - 2020

ENERGÍA EN COLOMBIA 2003– 2020

PROYECCIÓN HACIA EL FUTURO

En este capítulo se presentan los principales resultados de los ejercicios de proyección de demanda y de oferta de energía en Colombia realizados para este Plan Energético, cubriendo el periodo 2003 - 2020.

Debido a las características de incertidumbre, asociadas a las variables explicativas de la demanda de energía, no es posible determinar una trayectoria única para la misma. Por esta razón se presenta a continuación los resultados para el caso base y al final del capítulo, algunas sensibilidades realizadas con el fin de conformar franjas de proyección.

El caso base se desarrolló sobre una serie de supuestos que se agruparon bajo la denominación "Base PND¹", los cuales involucran las expectativas del actual gobierno en cuanto a aspectos de carácter socioeconómico, energético y de regulación.

En la primera parte del capítulo se presenta una breve descripción de la metodología de proyección, haciéndose énfasis en el módulo Balance del Modelo ENPEP².

1. METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN

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 ya que al considerar las diferentes posibilidades de sustitución de los energéticos se supera la "miopía" que puede ser causada por la revisión de cada mercado de forma aislada.

Ya que los modelos econométricos sólo tienen en cuenta factores históricos relativos al mercado tales como sustitución por precio o ingreso, y considerando que en Colombia

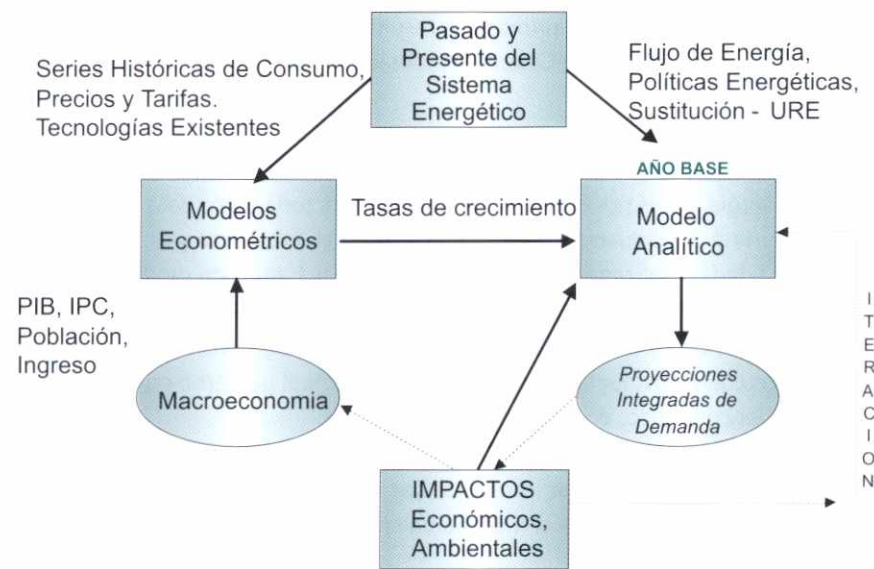
¹ Plan Nacional de Desarrollo.

² Energy and Power Evaluation Program. Una descripción más detallada se presenta en el anexo 1.

existen mercados que han sido manejados desde la oferta -GLP, Gas Natural -, los resultados obtenidos mediante estos modelos serían incompletos.

De igual forma, mediante las proyecciones econométricas es imposible captar los cambios estructurales del sistema energético colombiano - tanto en los sectores de la oferta (nueva refinería), como en los de la demanda (URE, plan de masificación de gas natural).

**GRAFICA 1
METODOLOGIA DE PROYECCION INTEGRADA DE DEMANDA DE ENERGIA**



En términos generales, para encontrar las proyecciones integradas de energía en Colombia, se procedió primero a obtener las estimaciones de los crecimientos de las demandas de energía útil³ de los diferentes sectores o subsectores mediante modelos econométricos y variables como la población, PIB, Valores agregados, entre otros. Simultáneamente se diseñó una red que representa el sistema energético nacional, y finalmente el módulo BALANCE del modelo analítico ENPEP se alimentó con este conjunto de variables.

**MODULO BALANCE DEL MODELO ENPEP
(ENERGY AND POWER EVALUATION PROGRAM)**

La herramienta analítica más utilizada por la UPME en sus análisis integrados de proyección de demanda de energía es el módulo Balance del ENPEP. Balance usa una aproximación de equilibrio no lineal para determinar el balance de oferta de energía con la demanda. En esta formulación, se diseña una red energética para trazar el flujo de energía desde las fuentes

³ Son los servicios energéticos que prestan los portadores finales de energía: calor para cocción, iluminación, etc.

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 avanzó en la red hasta modelar 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) fueron 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 fue modelado como generación de vapor, calor directo, fuerza motriz y otros usos. Sólo en la rama de otros usos no existe posibilidad de sustitución de energéticos. El sector transporte se modeló como Urbano e Interurbano. El urbano se subdividió en pasajeros privados, pasajeros público y carga. El interurbano fue subdividido 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.

2. SUPUESTOS DEL EJERCICIO DE PROYECCION: CASO BASE

Los supuestos sobre los cuales son construidas las proyecciones se constituyen en las piezas fundamentales para entender los resultados de este ejercicio. Es así como un crecimiento mas acelerado de la economía nacional motivará una mayor demanda de energía, o un menor precio de algún energético en conjunto con una adecuada eficiencia de los procesos asociados a dicho energético reflejarán una mayor competitividad en este.

Los principales supuestos que determinaron el escenario "Base PND" de proyección de energía en Colombia son los siguientes:

SUPUESTOS MACROECONÓMICOS

Para el crecimiento del PIB durante el periodo 2003 - 2006 se emplearon las expectativas de crecimiento plasmadas en el Plan Nacional de Desarrollo, que muestran crecimientos moderados que inician en 2.0% (año 2003) hasta llegar al 3.9% para el año 2006. Durante el periodo 2007 - 2020 se mantienen tasas sostenidas del 4% que reflejan la media histórica de los últimos 50 años.

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 - 2020
PIB	2,8%	1,4%	1,6%	2,0%	3,3%	3,7%	3,9%	4,0%

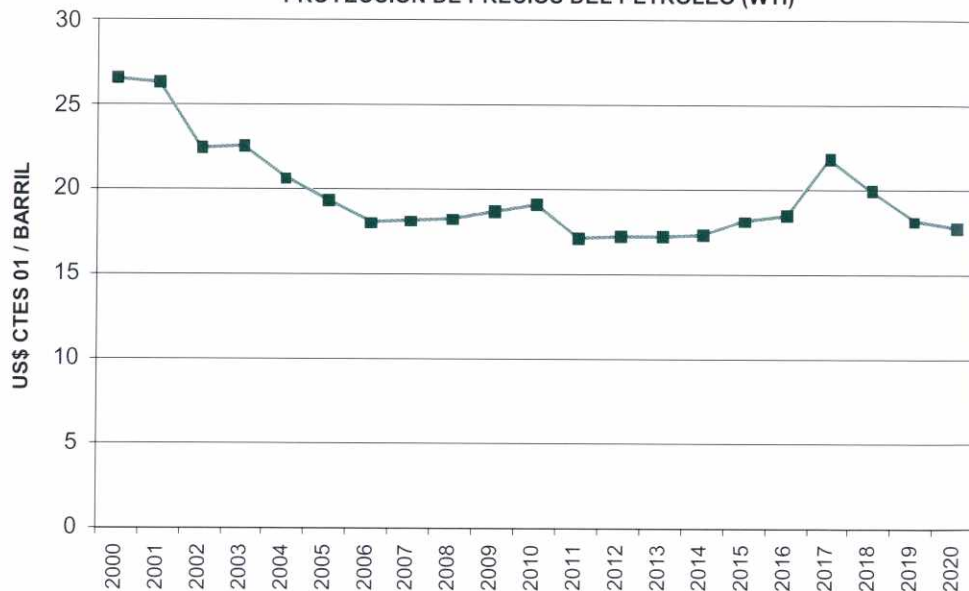
Se emplearon las expectativas de crecimiento de la Población elaboradas por el DANE⁴ para el periodo 2003 – 2015. Las cifras muestran una desaceleración en el crecimiento de la población colombiana a lo largo del periodo del estudio. Esa misma tendencia es aplicada para el resto del periodo, 2016 – 2020.

AÑO	2002	2003	2005	2010	2015	2020
POBLACIÓN [Miles de Habitantes]	43.834	44.584	46.039	49.665	53.183	56.264

SUPUESTOS DE PRECIOS

Los precios de los energéticos se constituyen en la variable más importante para el ejercicio de proyección. Esta determina en términos generales la competitividad de cada uno de estos. Gran parte de los energéticos reflejan el comportamiento del precio internacional de petróleo crudo en el mediano y largo plazo.

GRAFICA 3
PROYECCION DE PRECIOS DEL PETROLEO (WTI)



⁴ Estudio de proyecciones anuales de población por sexo y edad 1985 – 2015, DANE, Estudios Censales No.4

Para la proyección de precios internacionales de Petróleo Crudo (WTI), se consideran los precios de crudo conforme a las expectativas del mercado. El precio promedio durante el periodo de proyección es de US\$ 19 / BBL.

Los precios domésticos de hidrocarburos tienden a reflejar el costo de oportunidad internacional y la posibilidad de entrada de nuevos agentes que generen competencia en un entorno de globalización.

Se considera una transición de un sistema de precios regulados al de precios libres, tanto de gas natural como de combustibles líquidos.

PRECIOS GAS NATURAL BOCA POZO

Dado que los precios de Fuel Oil son utilizados para calcular el precio de gas natural, se consideró una relación econométrica entre el WTI y el precio de fuel para el cálculo de este último.

Para el precio del gas de La Guajira, se utilizó la Resolución de la Comisión de Precios de Petróleo y Gas Natural número 039 de 1975, aplicada sobre semestres completos hasta el año 2005.

Para el gas Opón (incluyendo tarifa transporte troncal) se utiliza la Resolución del Ministerio de Minas y Energía número 061 de 1983, hasta el año 2005.

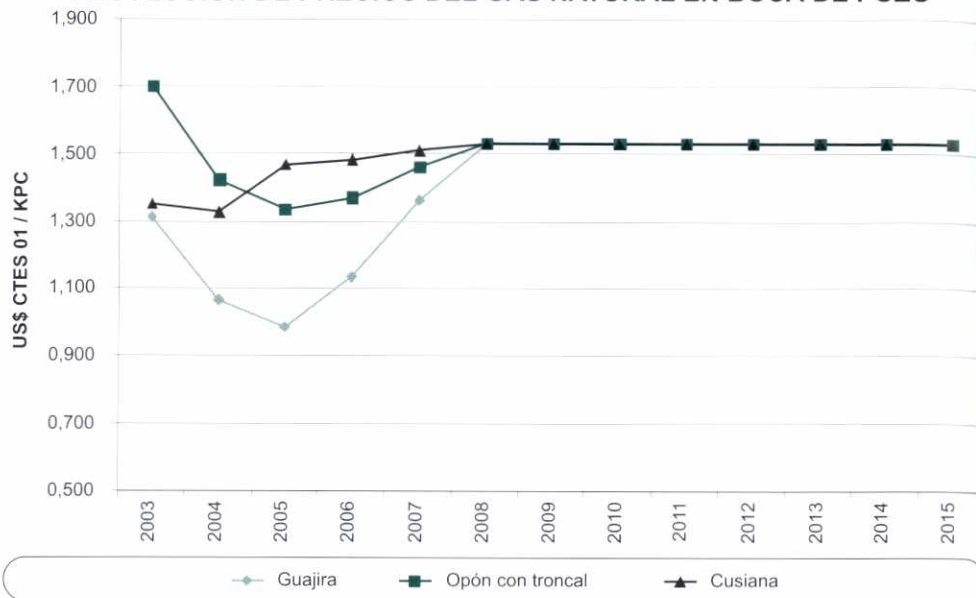
Para el gas de Cusiana se utilizó la Resolución CREG 050 de 2002 hasta el año 2005.

La Resolución CREG 023 de 2000, establece liberación del precio en boca de pozo a partir de septiembre del año 2005. Este supuesto se considera en nuestras proyecciones.

De acuerdo a lo anterior, para el periodo 2006 a 2020 se estableció un precio único nacional con base en las expectativas de los productores y una evaluación netback partiendo de precios de carbón como competidor en la Industria y en generación de electricidad, para el establecimiento de precios mínimos y máximos respectivamente. Finalmente se escogió un valor de US\$ 1,5 constantes por KPC.

La proyección del precio del transporte por gasoducto y de la distribución del gas natural, considera las resoluciones vigentes expedidas por la CREG.

GRAFICA 3
PROYECCION DE PRECIOS DEL GAS NATURAL EN BOCA DE POZO

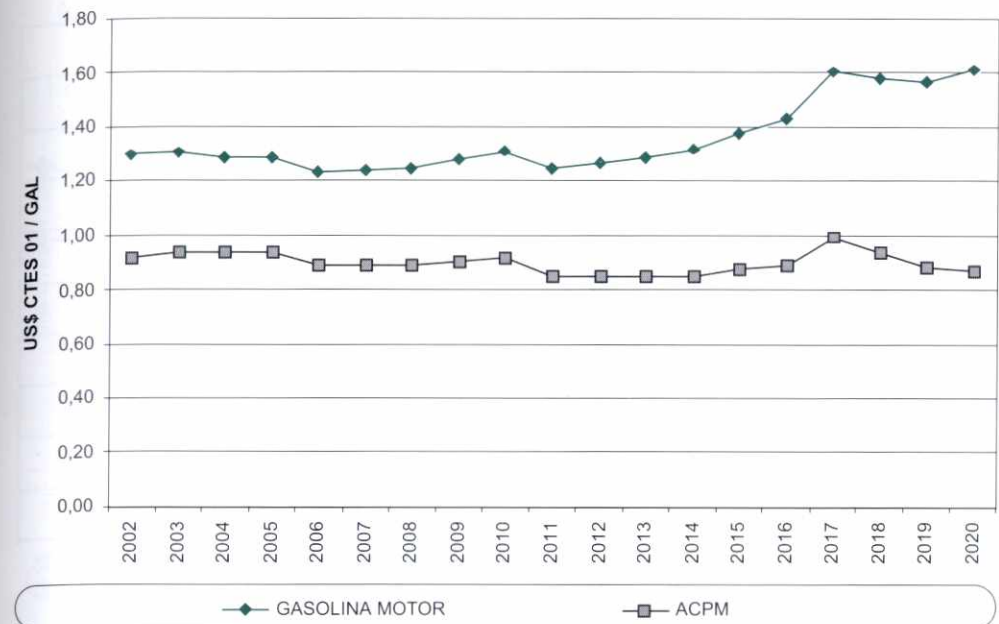


El precio del Gas Natural Vehicular considera en el corto plazo paridad entre el valor económico de GNV por unidad energética y el valor de una unidad energética de ACPM. En el largo plazo se utiliza una aproximación gradual para reconocer en el costo del combustible el 60% del valor de un equivalente energético de gasolina corriente.

Para los precios de la gasolina motor y del ACPM se emplearon las Resoluciones Minminas 8-2438 y 8-2439 de 1998 y se considera paridad internacional para la gasolina corriente en 3 años y para el ACPM en 4 años.

Los precios del GLP consideran en la actualidad para el ingreso al productor un promedio móvil del precio internacional del propano y del butano (Mont Belvieu) de los últimos 36 meses. En este ejercicio de proyección se propone reducir gradualmente este promedio móvil hasta llegar a 12 meses en el año 2007 (gráfica 5). Para el resto de la cadena, el precio se forma con base en las resoluciones CREG vigentes.

GRAFICA 4
PROYECCION DE PRECIOS DE LA GASOLINA MOTOR Y DEL ACPM



PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

El precio de la generación de electricidad se proyectó partiendo del costo marginal de generación obtenido con el modelo de simulación MPODE⁵, y corregido con base en los históricos de los precios de los contratos, los precios de bolsa y el embalse agregado.

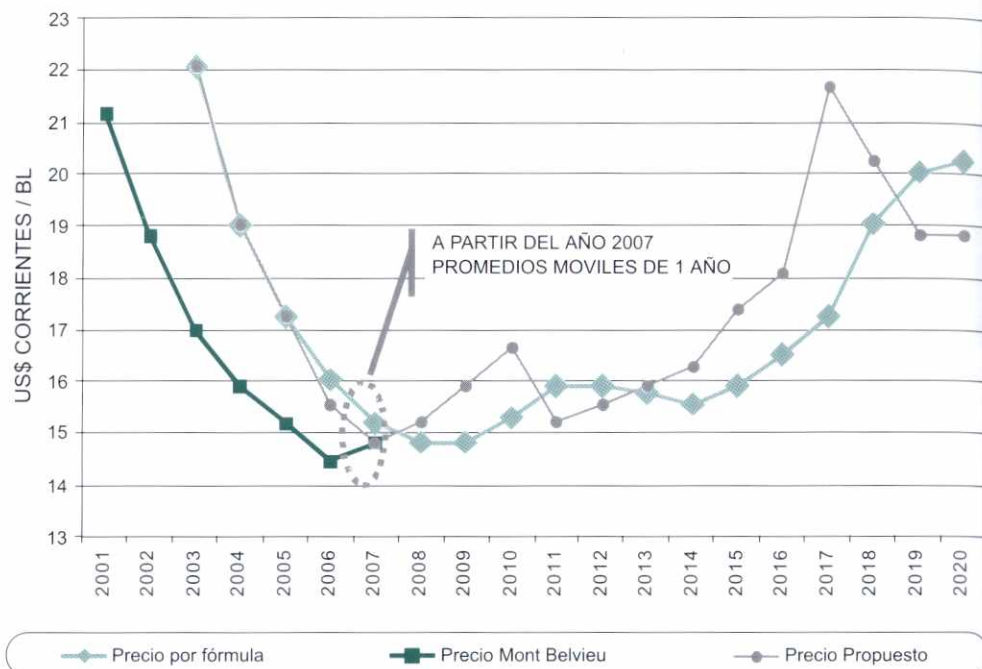
Para la transmisión de electricidad, el precio se proyectó con base en la regulación vigente y las obras planteadas en el Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión 2002 – 2011. Para el precio de la distribución se consideró la regulación actual.

Como resultado de los supuestos ya enunciados, se presentan a continuación una serie de gráficos que muestran los precios al consumidor final en una misma unidad con el fin de facilitar su comparación. La escogencia de los energéticos en cada gráfica obedece a la competencia que existe entre estos en determinados sectores de consumo.

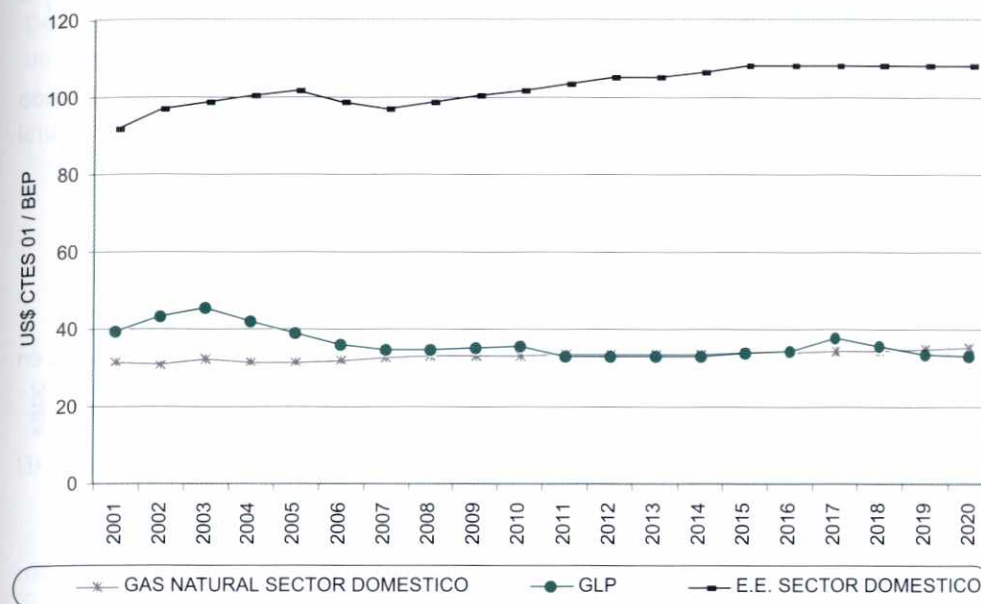
Con respecto a los precios del sector transporte, se puede notar el amplio diferencial entre la gasolina motor y el ACPM. A pesar de que los dos combustibles alcanzan paridad internacional a partir del año 2007, la mayor sobretasa aplicada a la gasolina motor (25%) incrementa dicho diferencial. La sobretasa aplicada al ACPM es del 6%.

⁵ Modelo dinámico estocástico de simulación de la operación del SIN.

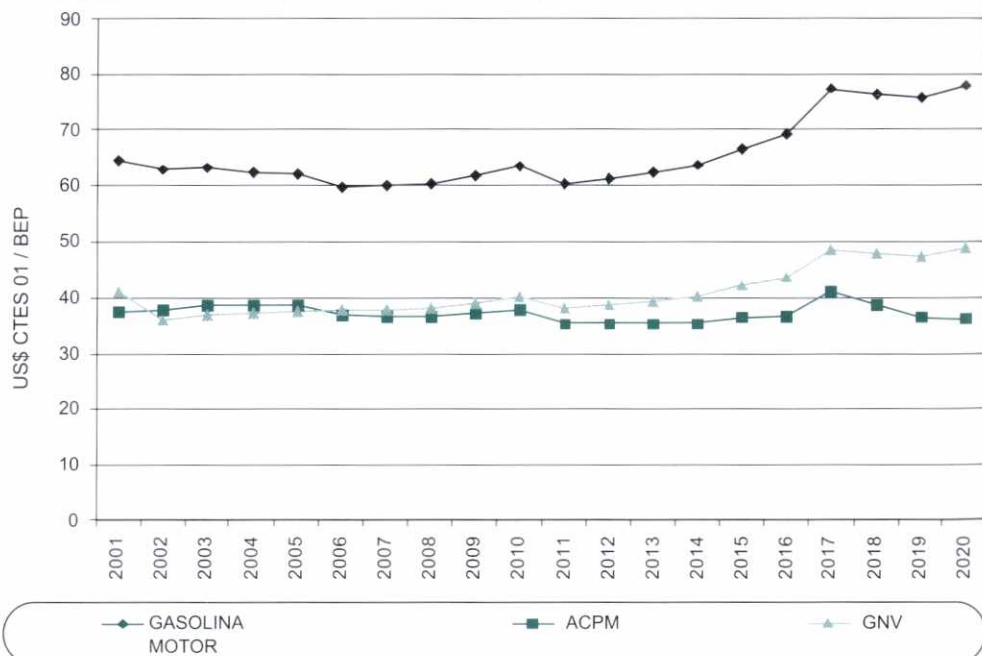
GRAFICA 5
PROYECCION DE PRECIOS DEL GLP
COMPARACION PRECIO GLP MONT BELVIEW Y COLOMBIA



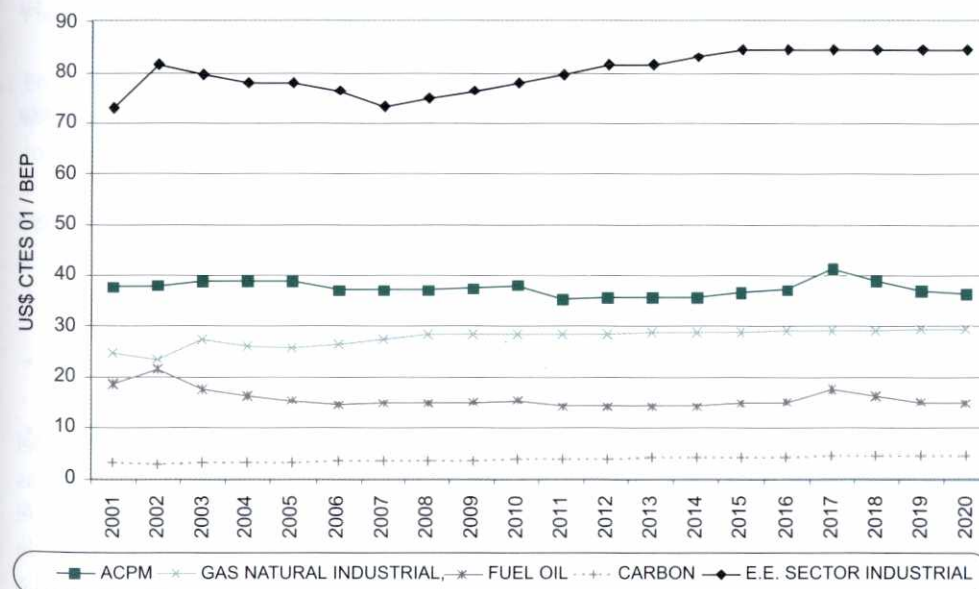
GRAFICA 7
PROYECCION DE PRECIOS DE ENERGETICOS A CONSUMIDOR FINAL SECTOR DOMESTICO



GRAFICA 6
PROYECCION DE PRECIOS DE ENERGETICOS A CONSUMIDOR FINAL SECTOR TRANSPORTE



GRAFICA 8
PROYECCION DE PRECIOS DE ENERGETICOS A CONSUMIDOR FINAL SECTOR INDUSTRIAL



En el sector residencial los cambios supuestos en los precios del GLP le permiten a este aumentar su competitividad con respecto al Gas Natural. La Electricidad continua siendo el energético más costoso.

En el sector industrial, el carbón continua siendo el energético de menor precio, manteniendo distancias relativas considerables con respecto a sus competidores más cercanos (gas natural y fuel oil).

SUPUESTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA

En el sector Transporte se estima un potencial de conversión a GNV de 65.000 vehículos en todo el país. (15% vehículos pesados, 85% livianos).

Se considera la salida total del crudo de castilla como energético a partir del 2002. (El consumo de este energético era exclusivo en el sector industrial).

Se mantienen constantes las eficiencias de los procesos de conversión de energía en todos los sectores.

Se consideran exportaciones de gas natural a Venezuela por 150 MPCD a partir de mediados del 2004 y durante 8 años.

Las pérdidas técnicas del STN se mantienen constantes en 2,42%, correspondiente a su valor histórico.

Las Pérdidas del sistema de distribución inician en 24,2%, disminuyendo al 19.7% (meta establecida en la regulación de la CREG) en el año 2011.

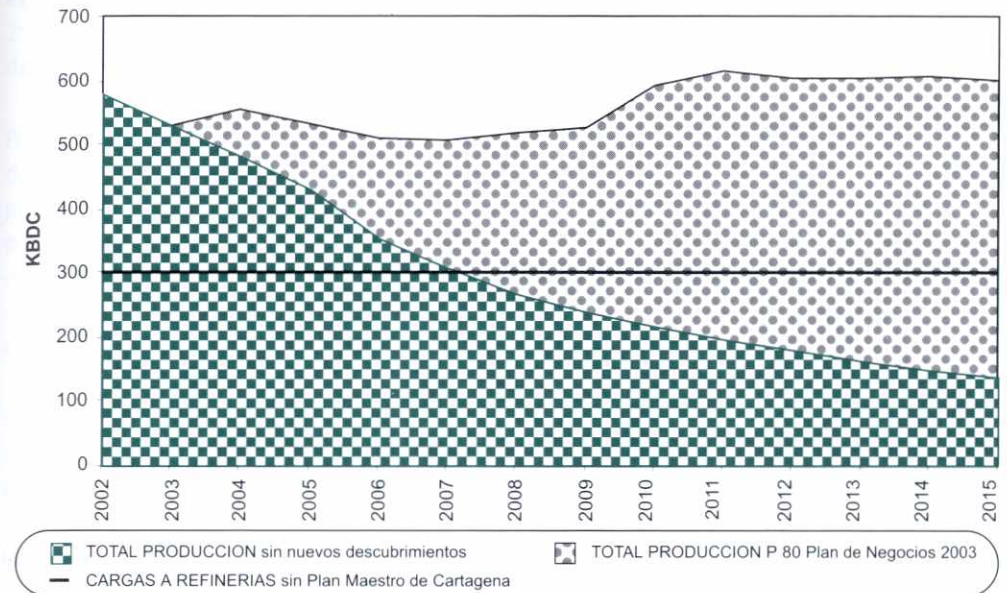
Las cargas especiales y las exportaciones de energía eléctrica son adicionadas de manera exógena, según información de ISA y otros agentes.

OFERTA DE ENERGÍA

La Oferta de Crudo empleada en el ejercicio de proyección corresponde al escenario P 80 del Plan de Negocios de ECOPELROL versión 2003, el cual considera una incorporación de reservas de 1.016 millones de barriles y una producción promedio de 534.000 barriles día para el periodo 2003 – 2006. Para el periodo 2007 – 2015 se consideran una incorporación de reservas de 1.504 millones de barriles y una producción promedio de 575.000 barriles día (Gráfica 9).

Con respecto a la oferta de Gas Natural, se considera la ampliación de Cusiana en los Llanos Orientales a partir del año 2004, alcanzando un máximo de oferta de 465 MPCD en el 2009. De igual manera se considera el proyecto Catalina en la costa Atlántica a partir del 2004 con un máximo de producción de 380 MPCD en el 2009.

GRAFICA 9
PERFIL DE PRODUCCION DE CRUDO PROPUESTO PARA EL EJERCICIO DE PROYECCION



Fuente: ECOPELROL, elaboró UPME.

En Carbón se consideran reservas medidas actuales del orden de 6600 millones de toneladas. El potencial de exportación de carbón colombiano se estima en cerca de 60 millones de toneladas, el cual es alcanzado hacia la primera década de proyección.

A continuación se indican los supuestos para la oferta del sector eléctrico:

- Exportaciones internacionales de energía: 4 GWh / día a Ecuador a partir de 2003.
- Energía almacenada: Se asume para la etapa inicial la energía almacenada el 1 de diciembre de 2002.
- Disponibilidad del parque generador: De acuerdo con los factores de indisponibilidad histórica (IH's).
- Expansión de generación: Para el horizonte de análisis se considera la entrada de: 60 MW en proyectos hidroeléctricos menores y eólicos, 1600 MW térmicos y 660 MW hidráulicos.
- Red de transmisión: Estado de la red a diciembre de 2002 según ISA. Recuperación líneas de 230 kV entre abril y agosto de 2003.

Recuperación circuitos de 500kV diciembre 2003.

- Preenergización línea 500 kV Bolívar - Copey a 230 kV en junio del 2005. Proyecto 500 kV Bolívar - Bacatá enero del 2007.
- Expansión en capacidad de 625 MW Hidráulicos (durante el periodo 2002 - 2005) y 1365 MW Térmicos (durante el periodo 2006 – 2011) (Gas exclusivamente)
- Pérdidas técnicas del STN en valor histórico del 2,42%.
- Pérdidas del sistema de distribución iniciando en 24,2% y alcanzando meta de la CREG (19,7%) en el año 2011.
- Cargas especiales y exportaciones adicionadas exógenamente, según información de ISA y otros agentes.

3. RESULTADOS DEL EJERCICIO DE PROYECCIÓN

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA⁶

De acuerdo a los supuestos considerados para este ejercicio de proyección, la producción de energía primaria a lo largo del periodo presenta una tasa media de crecimiento anual del orden del 1.6%, comportamiento explicado principalmente por el perfil de producción de crudo asumido. Al excluir la producción de crudo, la tasa media anual de crecimiento llega a ser del 2.5%.

Durante el periodo 2002 – 2006, la producción de energía primaria tendrá una variación anual promedio del 2.7%, crecimiento liderado principalmente por el gas natural y el carbón. Para el primero, el dinamismo en la demanda de sectores diferentes al eléctrico y el proyecto de exportaciones a Venezuela, motivarán un crecimiento anual del 5%. Mientras que en el 2002 el suministro⁷ de gas natural alcanzó los 601,4 MPCD, para el 2006 se estima un total de 740.8 MPCD. Este crecimiento en la producción se sustenta con la entrada de los proyectos de Cusiana y Catalina.

Con respecto al carbón, los proyectos de ampliación de la infraestructura de exportación del energético en la Costa Atlántica, permitirán incrementar la producción en un 40% en los próximos cuatro años, llegando a 60 millones de toneladas en el 2006. Durante el 2002 la producción de carbón fue de 41,2 millones de toneladas. Este crecimiento en la producción de carbón requerirá en promedio una inversión anual de 200 millones de dólares.

⁶ Se considera energía primaria a todas y cada una de las fuentes energéticas que para su obtención no se requiere de un centro de transformación sino que se obtiene directamente de la naturaleza como la hidroenergía, la energía solar, o la leña; por extracción como el petróleo, el carbón mineral, el gas natural o la geoenergía, o por residuo de otros procesos de producción como el bagazo.

⁷ Cuando se habla de suministro de gas natural se esta haciendo referencia al gas natural que fue destinado a los diferentes sectores de consumo del país. La producción de gas natural en el país alcanzó durante el 2002 la cifra de 3,5 GPCD, de los cuales 2,9 GPCD aproximadamente fueron reinyectados a los campos de producción de crudo y 0,6 GPCD fueron destinados a los diferentes sectores de consumo del país.

En cuanto a la producción de crudo, las expectativas de corto y mediano plazo del escenario de producción adoptado, permiten mantener la autosuficiencia y generación de excedentes para exportación. Según el escenario, en el año 2006 la producción de petróleo será de aproximadamente 500.000 barriles día, es decir, 79.000 menos que en 2002. La inversión total requerida en exploración, se estima en aproximadamente 1600⁸ millones de dólares para este periodo. De igual manera, la inversión en desarrollo para este mismo periodo se estima en 2.380 millones de dólares. Este nivel de inversión permitirá perforar anualmente 29 pozos A3, y serán necesarios 5 pozos exitosos anuales para lograr el nivel de incorporación de reservas ya mencionado.

Para el periodo 2007 – 2015, el perfil de producción de crudo muestra una tendencia decreciente durante los dos primeros años, a partir de allí las inversiones realizadas en producción y exploración motivan un cambio de tendencia, llegando a un máximo de producción de 614.000 barriles día en el año 2011 y unas exportaciones de 315.000 barriles día para el mismo año. Considerando el Plan Maestro de Cartagena, las exportaciones serían del orden de 250.000 barriles día para el año 2011. Esta reducción en las exportaciones de crudo se compensa con una reducción en las importaciones de derivados.

La inversión total requerida en exploración para el periodo 2007 – 2015 se estima en aproximadamente 2.791 millones de dólares, y en desarrollo de 3.876 millones de dólares. Este nivel de inversiones se reflejaría en la incorporación de 1.504 millones de barriles en reservas y una producción promedio de 575.000 barriles día. En términos de pozos perforados, la inversión permitirá un promedio anual de 39 pozos A3, necesiándose que 7 de ellos resulten exitosos.

A partir del 2007, la producción de gas natural continua creciendo aunque a tasas menores debido a la saturación de los mercados nacionales. El suministro de este energético en el 2010 se estima en 920 MPCD.

De no llegarse a dar nuevos hallazgos o desarrollos diferentes a los de Cusiana y Catalina, a partir del año 2011 la producción de gas natural presentaría una tendencia decreciente durante la segunda década de proyección. Por lo anterior, para atender las necesidades de gas natural del país con posterioridad al año 2010 serán necesarios proyectos adicionales de oferta del energético.

La terminación de los proyectos de ampliación de la infraestructura de exportación de carbón, permite que la producción se incremente solo moderadamente. Considerando el consumo interno de carbón, hacia el año 2010 la producción total será de 62 millones de toneladas.

⁸ Simulación Plan de Negocios 2003-2010 de ECOPETROL. Escenario P80.

GRAFICA 10
PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA EN COLOMBIA 2000 - 2020

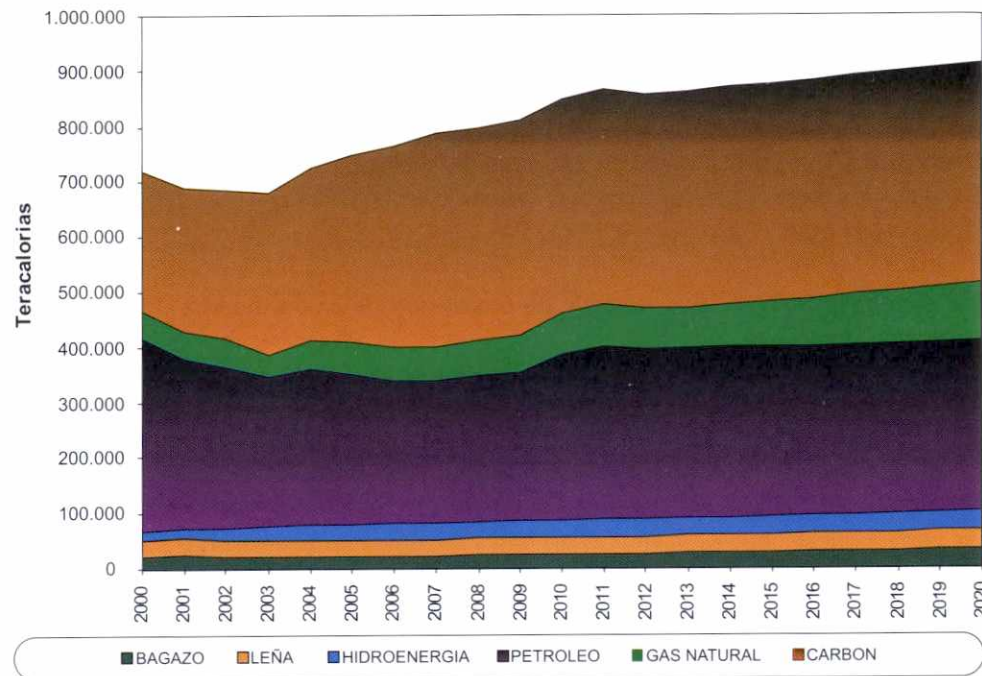


TABLA 1
PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA EN COLOMBIA 2002 - 2020 (2002 - HISTORICO)
[Unidades en Teracalorías]

ENERGÉTICO	2002	2006	2010	2015	2020	2002-2006	2006-2010	2010-2020
PETROLEO	295.234	260.560	301.862	306.961	304.412	-3,1%	3,7%	0,1%
GAS NATURAL	48.945	59.724	74.225	83.104	106.150	5,1%	5,6%	3,6%
CARBON	269.743	364.139	388.423	392.827	398.572	7,8%	1,6%	0,3%
HIDROENERGIA*	29.209	35.644	37.167	39.073	44.444	5,1%	1,1%	1,8%
LEÑA	23.718	25.337	27.191	29.479	31.997	1,7%	1,8%	1,6%
BAGAZO	18.871	18.645	20.185	22.979	26.910	-0,3%	2,0%	2,9%
TOTAL Tcal	685.720	764.049	849.053	874.423	912.485	2,7%	2,7%	0,7%
PETROLEO	43%	34%	36%	35%	33%	TASAS PROMEDIO DE VARIACION		
GAS NATURAL	7%	8%	9%	10%	12%			
CARBON	39%	48%	46%	45%	44%			
HIDROENERGIA*	4%	5%	4%	4%	5%			
LEÑA	3%	3%	3%	3%	4%			
BAGAZO	3%	2%	2%	3%	3%			

Debido a que los mercados internacionales se estabilizan, las variaciones en la producción nacional de carbón a partir del 2011 obedecen principalmente al comportamiento de la demanda interna. A 2020 la producción nacional de carbón llega a 64 millones de toneladas.

El ejercicio de proyección muestra que la participación de la Biomasa como energético primario se mantiene, presentando un crecimiento similar para la leña y un crecimiento importante en el bagazo durante el último quinquenio, donde se pronostica fuerte participación de la generación de vapor mediante este biocombustible.

DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA Y COMPORTAMIENTO DE LAS IMPORTACIONES

La demanda de energía primaria a lo largo del periodo presenta una tasa media de crecimiento anual del orden del 1,8%. La ausencia de planes de expansión en refinación de crudo, en conjunto con la alta participación actual de este energético en la demanda total, explican este bajo crecimiento. Al excluir la demanda de crudo para refinación, la tasa media anual de crecimiento llega a ser del 3,2%. Al considerar el Plan Maestro de Cartagena, la demanda crece a una tasa promedio anual del 2,2% entre los años 2002 – 2020.

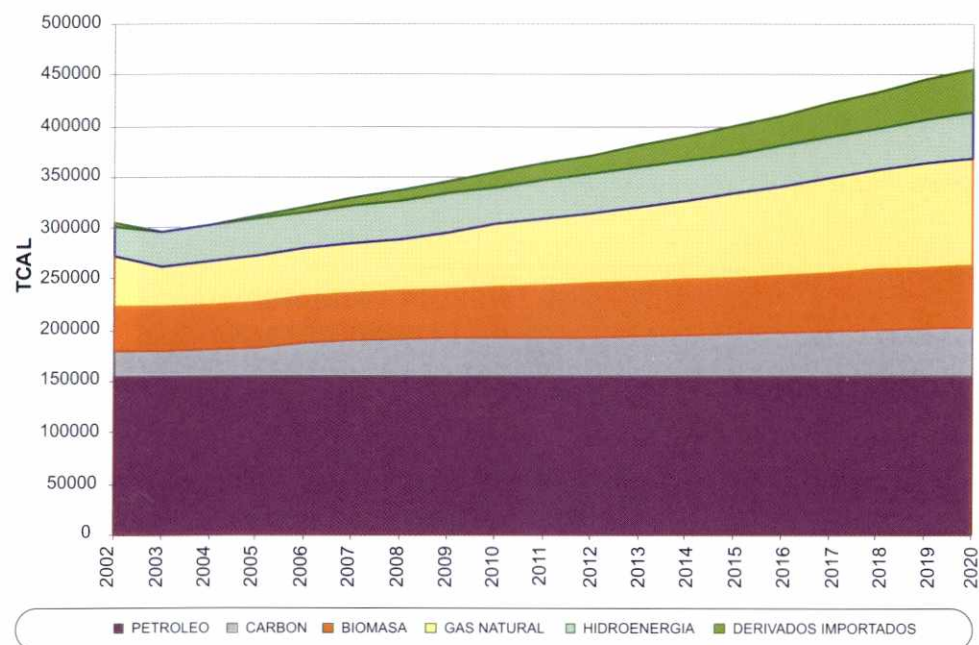
De igual manera este hecho explica el dinámico crecimiento de las importaciones de derivados, al punto en que hacia el año 2020, estas representarán un total de 90.000 BDC (42.100 Tcal), equivalentes al 40% de la demanda de gas natural o el 87% de la demanda de carbón del país estimadas para ese año.

Sin considerar el Plan Maestro de Cartagena, las importaciones de refinados comienzan a jugar un papel importante en el abastecimiento de la demanda nacional de energía a partir del año 2006. Sus altas tasas de crecimiento son conducidas por el Diesel Oil y el GLP.

Considerando el Plan Maestro de Cartagena, la importación de derivados llega a ser considerable (más de 10 KBDC) a finales del 2010, en su mayoría debidos al Diesel Oil. Hacia final del periodo se estarían importando 70.000 BDC.

En ambos casos, con y sin plan maestro, cerca del 80% de las importaciones hacia el 2020, serán de Diesel Oil.

GRÁFICA 11
DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA POR FUENTE E IMPORTACIONES
2002 2020 (2002 HISTÓRICO)



No se considera Plan Maestro de Cartagena

TABLA 2
DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA POR FUENTE E IMPORTACIONES
2002 2020 (2002 HISTÓRICO) [TERACALORÍAS]

	CARBON	PETROLEO	GAS NATURAL	DERIVADOS IMPORTADOS	BIOMASA	HIDROENERGIA	TOTAL
2002	25.367	154.560	48.482	2.990	44.159	29.209	304.767
2006	32.999	154.560	47.031	5.537	45.534	35.644	321.305
2010	38.411	154.560	61.532	14.317	49.055	37.167	355.043
2015	42.815	154.560	82.505	26.813	54.370	39.073	400.135
2020	48.560	154.560	105.550	42.143	61.145	44.444	456.404

No se considera Plan Maestro de Cartagena

En términos absolutos, el total de requerimientos de energía primaria e importaciones se incrementa en cerca de 150.000 Tcal (49% más que el requerimiento actual).

Dado que se supone una carga constante de crudo a refinerías y que ningún sector económico lo consume, el crecimiento en la demanda de crudo es nulo.

Para los demás recursos domésticos, el mayor incremento en la demanda de energía primaria lo registra el Gas Natural con un total de 57.000 Tcal (117% por encima de la actual), seguido del carbón con cerca de 23.200 Tcal (91,4% por encima de la actual) y la Biomasa con 17.000 Tcal (38,5% por encima de la actual).

Finalmente, la hidroenergía presenta un crecimiento de 15.200 Tcal, lo que representa un 50% más de la generación de electricidad actual con este recurso. Esto no significa exclusivamente expansión del parque hidráulico sino un incremento en los factores de utilización.

Composición de la Canasta:

Considerando la evolución de la canasta energética, conformada por la demanda de energía primaria y las importaciones durante todo el periodo de proyección, se encuentran variaciones importantes en el crudo, que cae desde 50% a 34%, y las importaciones que crecen en participación del 1% al 9%.

El carbón gana en participación un 2,3% y el gas natural aumenta en 7,2%. La Biomasa reduce su participación en 1,1%.

TABLA 2
COMPOSICIÓN DE LA CANASTA DE ENERGÍA PRIMARIA E IMPORTACIONES
2002 2020 (2002 HISTÓRICO)

	CARBON	PETROLEO	GAS NATURAL	DERIVADOS IMPORTADOS	BIOMASA	HIDROENERGIA
2002	8,3%	50,7%	15,9%	1,0%	14,5%	9,6%
2006	10,3%	48,1%	14,6%	1,7%	14,2%	11,1%
2010	10,8%	43,5%	17,3%	4,0%	13,8%	10,5%
2015	10,7%	38,6%	20,6%	6,7%	13,6%	9,8%
2020	10,6%	33,9%	23,1%	9,2%	13,4%	9,7%

DEMANDA DE ENERGÍA FINAL⁹

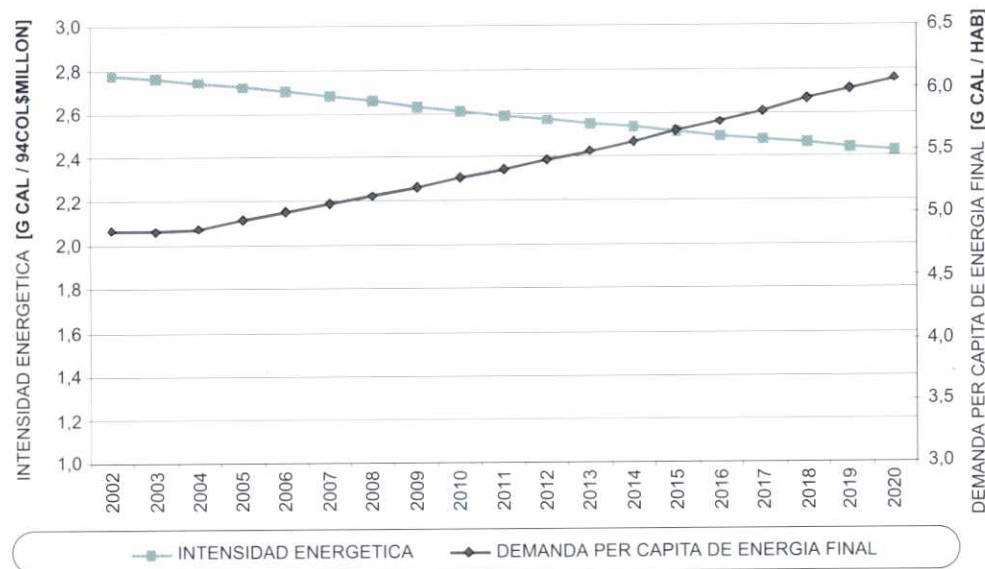
La demanda de energía final en el país para el año 2002 fue de 212.776 Tcal. Para el año 2020 se estima en 365.309 Tcal, lo que significa una tasa promedio de crecimiento anual del 3.0% durante el periodo comprendido entre estos años. Este crecimiento presenta mayor celeridad durante el periodo 2006 – 2010 como respuesta a una estabilización y un mejor

⁹ La demanda de energía final se entiende como la demanda de los usuarios finales, los cuales se reconocen como los sectores contemplados en las estadísticas nacionales: residencial, comercial, industrial, etc. En otras palabras, no se considera la energía necesaria para el proceso de extracción o producción de energía primaria, como tampoco la demanda en centros de transformación: centrales de generación de electricidad, refinerías, coquerías, etc

desempeño de la economía nacional, de acuerdo con los supuestos macroeconómicos definidos para la proyección.

Igualmente, con base en los supuestos de este escenario y con los resultados de la proyección, se tiene que la intensidad energética¹⁰ presenta una tendencia decreciente a lo largo del horizonte en estudio, como respuesta a la penetración de fuentes más eficientes como los gases combustibles y la electricidad. Para el año 2002 se requirieron 2,8 Gigacalorías por millón de PIB, mientras que para el 2020 se estiman 2,4 GCal por millón de PIB. El consumo per cápita de energía final presenta una tendencia creciente, pasándose de consumir en el 2002 cerca de 4,9 GCal por habitante a 6,1 Gcal en el 2020. A diferencia de algunos países desarrollados, de los cuales se espera en el futuro un cambio de tendencia (de creciente a decreciente) en el consumo per cápita de energía final, y bajo el supuesto de un comportamiento económico favorable durante el periodo de proyección, es de esperarse que la demanda de energía por habitante en Colombia presente crecimientos importantes en los próximos años.

GRÁFICA 12
PROYECCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA Y DE LA DEMANDA PER CÁPITA DE ENERGÍA FINAL 2002-2020 (2002 HISTÓRICO)



GCal: Giga calorías.

¹⁰ La Intensidad Energética se entiende como la cantidad de energía necesaria para obtener una unidad de producto interno bruto. En éste documento se expresa en términos de Giga calorías por millón de pesos colombianos de 1994.

Al agrupar la demanda de energía final por fuentes son notables las tasas de crecimiento del gas natural y del carbón para los primeros cuatro años de proyección. Con respecto al gas natural, la tasa de crecimiento refleja principalmente la penetración de este energético en los sectores residencial, comercial y transporte. Con respecto al carbón, la tasa de crecimiento obedece a una mayor participación de éste en el sector industrial.

Los derivados del petróleo mantienen una alta participación en el total de la demanda de energía final a lo largo del todo el periodo de proyección, debido a que son destinados en su mayoría al sector transporte, el cual seguirá siendo el primer sector consumidor de energía en el país como se verá más adelante. Adicional a lo anterior y en congruencia con las expectativas mundiales en este sector para los próximos quince años, el escenario no considera mejoras o alternativas tecnológicas significativas que marquen el inicio de una menor dependencia del sector transporte de los derivados del petróleo. En promedio, la participación de éstos energéticos para el periodo de proyección es de aproximadamente el 45% del total de la demanda de energía final.

GRÁFICA 13
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA FINAL POR FUENTE 2002-2020 (2002 HISTÓRICO)

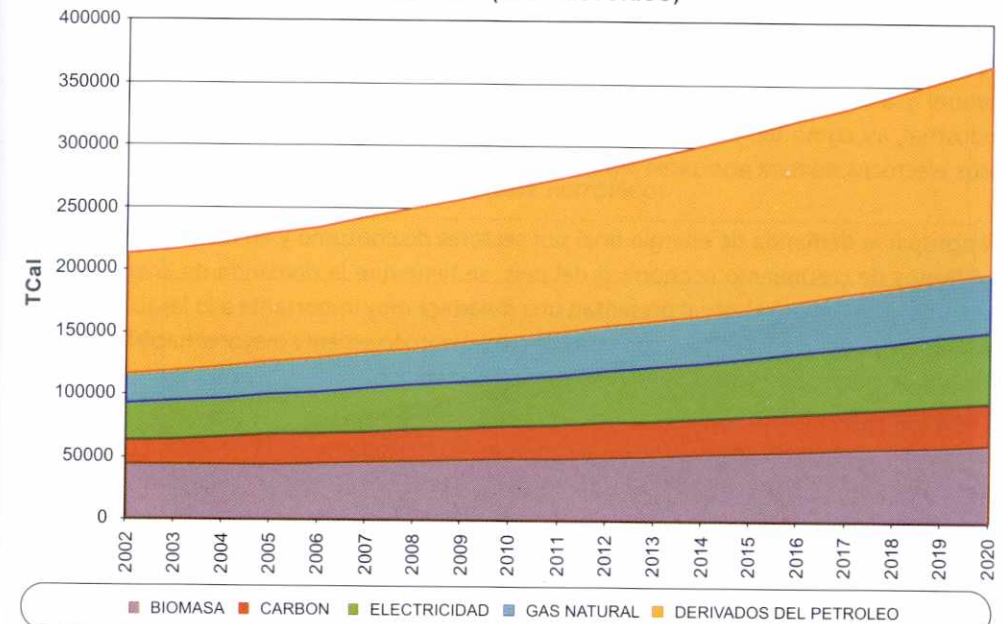


TABLA 3
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA FINAL POR FUENTE
2002 2020 (2002 HISTÓRICO)

ENERGÉTICO	2002	2006	2010	2015	2020	2002-2006	2006-2010	2010-2020
CARBON	19.546	24.130	26.287	29.722	34.386	5,4%	2,2%	2,7%
GAS NATURAL	23.457	27.295	32.914	39.419	47.111	3,9%	4,8%	3,7%
ELECTRICIDAD (i)	29.216	32.709	38.242	46.469	56.794	2,9%	4,0%	4,0%
BIOMASA	44.159	45.534	49.055	54.370	61.145	0,8%	1,9%	2,2%
DERIVADOS DEL PETROLEO	96.397	105.165	119.280	140.867	165.872	2,2%	3,2%	3,4%
TOTAL TCAL (ii)	212.776	234.832	265.779	310.847	365.309	2,5%	3,1%	3,2%
CARBON	9,2%	10,3%	9,9%	9,6%	9,4%	TASAS PROMEDIO DE VARIACION		
GAS NATURAL	11,0%	11,6%	12,4%	12,7%	12,9%			
ELECTRICIDAD	13,7%	13,9%	14,4%	14,9%	15,5%			
BIOMASA	20,8%	19,4%	18,5%	17,5%	16,7%			
DERIVADOS DEL PETROLEO	45,3%	44,8%	44,9%	45,3%	45,4%			

(i): CORRESPONDE SOLO A VENTAS DE ELECTRICIDAD
(ii): NO INCLUYE: NO ENERGETICOS, CARBON DE LEÑA Y GASES INDUSTRIALES

Las mayores tasas de crecimiento en el consumo de energía eléctrica a partir de los años 2007 – 2008, obedecen a la saturación de los mercados residencial y comercial de gas natural y a un crecimiento económico sostenido, el cual incentiva un mayor desarrollo industrial, así como también un mayor ingreso y por consiguiente una mayor demanda de usos eléctricos.

Al agrupar la demanda de energía final por sectores de consumo y en congruencia con los supuestos de crecimiento económico del país, se tiene que la demanda de energía de los sectores comercial e industrial presentan una dinámica muy importante a lo largo de todo el periodo de proyección, inclusive con tasas de crecimiento levemente mayores hacia la segunda década de proyección (crecimiento económico sostenido).

Con respecto al sector transporte, las bajas tasas de crecimiento en la demanda de energía, especialmente en los primeros seis años de proyección, se da por la tendencia hacia la dieselización del parque automotor, siendo esta tecnología más eficiente que la de gasolina motor. En otras palabras, menos energía para satisfacer el requerimiento del sector transporte. No obstante el ahorro energético, los impactos sobre el medio ambiente y la estrategia en refinación son significativos para el país. Esta tendencia hacia la dieselización del parque, de acuerdo a los supuestos adoptados para este escenario de proyección, es motivada por el diferencial que se presenta entre los precios de la gasolina motor y el diesel oil, siendo éste último menor.

La demanda de energía del sector residencial presenta una de las menores tasas de crecimiento, e inclusive su participación sobre el total de la demanda final presenta una

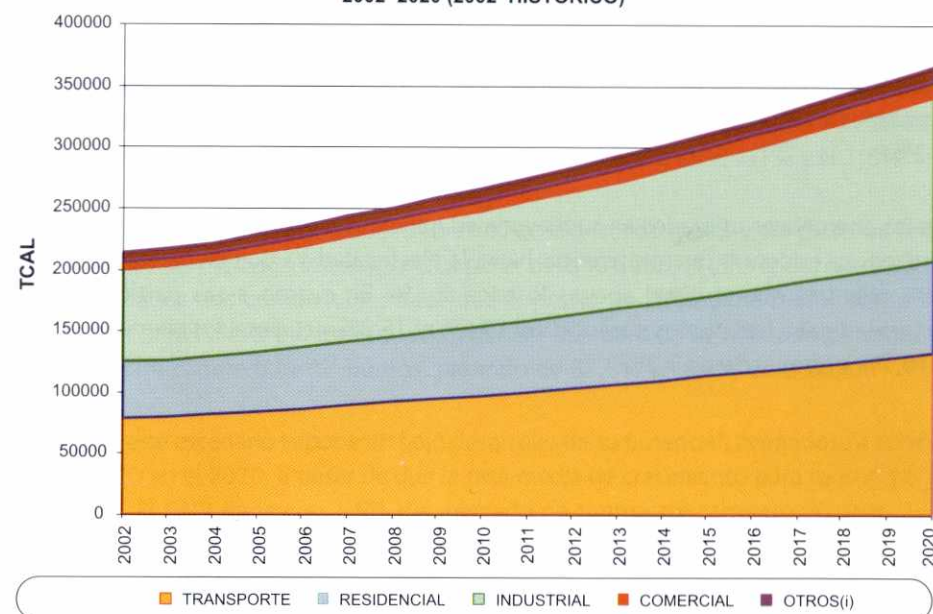
tendencia decreciente a lo largo del periodo de proyección. Este comportamiento es explicado por la penetración del gas natural y del GLP en usos de cocción y calentamiento de agua, sustituyendo fuentes menos eficientes como la leña, y logrando una menor utilización de energía para satisfacer los requerimientos de éste sector.

TABLA 4
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA FINAL POR SECTOR
2002 2020 (2002 HISTÓRICO)

ENERGÉTICO	2002	2006	2010	2015	2020	2002-2006	2006-2010	2010-2020
INDUSTRIAL (i)	75.444	83.387	94.823	112.084	133.408	2,5%	3,3%	3,5%
RESIDENCIAL	45.571	50.196	56.328	64.997	75.418	2,4%	2,9%	3,0%
COMERCIAL	5.989	7.018	8.493	10.770	13.650	4,0%	4,9%	4,9%
TRANSPORTE	78.399	85.699	96.879	112.685	131.752	2,3%	3,1%	3,1%
OTROS (ii)	7.373	8.533	9.256	10.310	11.081	3,7%	2,1%	1,8%
TOTAL TCAL (iii)	212.776	234.832	265.779	310.847	365.309	2,5%	3,1%	3,2%
INDUSTRIAL (i)	35,5%	35,5%	35,7%	36,1%	36,5%	TASAS PROMEDIO DE VARIACION		
RESIDENCIAL	21,4%	21,4%	21,2%	20,9%	20,6%			
COMERCIAL	2,8%	3,0%	3,2%	3,5%	3,7%			
TRANSPORTE	36,8%	36,5%	36,5%	36,3%	36,1%			
OTROS (ii)	3,5%	3,6%	3,5%	3,3%	3,0%			

(i): INDUSTRIAL INCLUYE EL CONSUMO DEL SECTOR PETROQUIMICO
(ii): OTROS ESTA CONFORMADO POR LEÑA Y COQUE AGROINDUSTRIAL, Y E.E. EN ALUMBRADO PUBLICO Y OFICIAL
(iii): NO INCLUYE: NO ENERGETICOS, CARBON DE LEÑA Y GASES INDUSTRIALES

GRÁFICA 14
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA FINAL POR SECTOR
2002 2020 (2002 HISTÓRICO)



(i): NO INCLUYE: NO ENERGETICOS, CARBON DE LEÑA Y GASES INDUSTRIALES

Entre los aspectos más relevantes que surgen al analizar el comportamiento por fuente al interior de cada uno de los sectores se tienen los siguientes:

Sector Industrial:

El energético cuyo consumo presenta el mayor crecimiento en este sector es el Fuel Oil con una tasa media anual de 6,5%. A pesar de que inicia con la menor participación (4,3%); hacia el año 2020, esta participación se duplica. El comportamiento se da por la eficiencia del energético, las preferencias debidas a su manejo y los supuestos de precios.

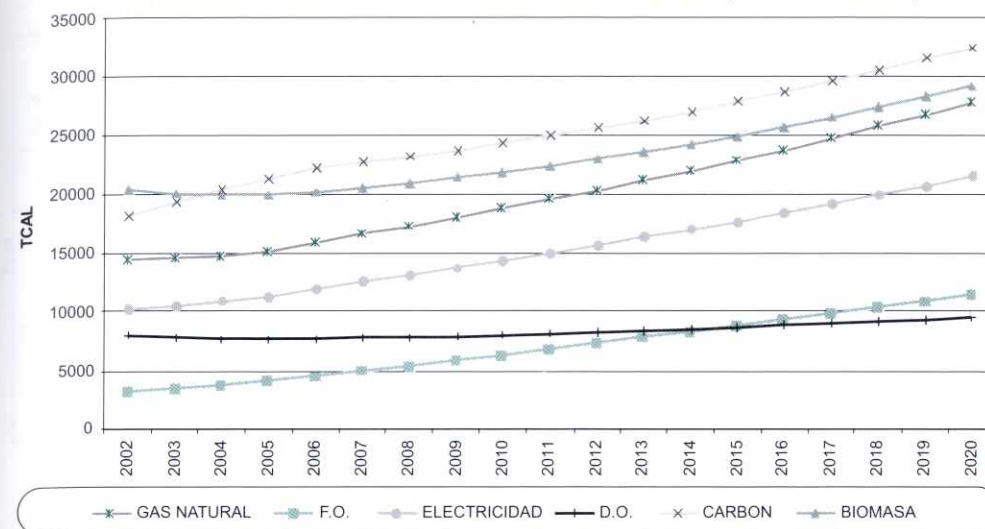
Respecto al carbón mineral, para los tres primeros años de proyección, el consumo presenta una de las tasas de crecimiento más altas en este sector (5,1%), como respuesta a los competitivos niveles de precios del energético. Ya a partir del 2006, y de acuerdo a los supuestos de precios, la competitividad disminuye, reduciendo su tasa de crecimiento más no su tendencia creciente, alcanzando para todo el periodo de proyección una tasa promedio anual del 3,3%. La participación del carbón en el mercado industrial se mantiene en cerca del 25% a lo largo del periodo de proyección.

El comportamiento del consumo de gas natural, es opuesto al del carbón, ya que durante los primeros años crece apenas al 2,4% y a partir del 2006, cuando según los supuestos los precios se estabilizan, crece alrededor del 4%, resultando en una tasa promedio anual para todo el periodo del 3,7%. El gas natural gana dos puntos de participación en este mercado, alcanzando en el 2020 el 21%.

La biomasa del 2002 al 2006 no muestra crecimientos. A partir del 2006, donde se esperan desarrollos importantes en la utilización de estas energías renovables la tasa de crecimiento se mueve entre el 2% y el 3,2%, para alcanzar durante todo el periodo, un promedio anual del 2%.

Para los energéticos utilizados en su mayoría en generación de fuerza motriz, electricidad y diesel oil, se evidencia una preferencia hacia la electricidad ya que crece en promedio un 4,3%, mientras que el diesel apenas lo hace al 1%. En cuanto a sus participaciones, la electricidad gana tres puntos pasando del 13,6% al 16,3% y el diesel los pierde, arrancando en 10,7% y terminado en 7,2%.

GRÁFICA 15
DEMANDA DE ENERGÍA SECTOR INDUSTRIAL 2002 2020 (2002 HISTÓRICO)



Sector Transporte:

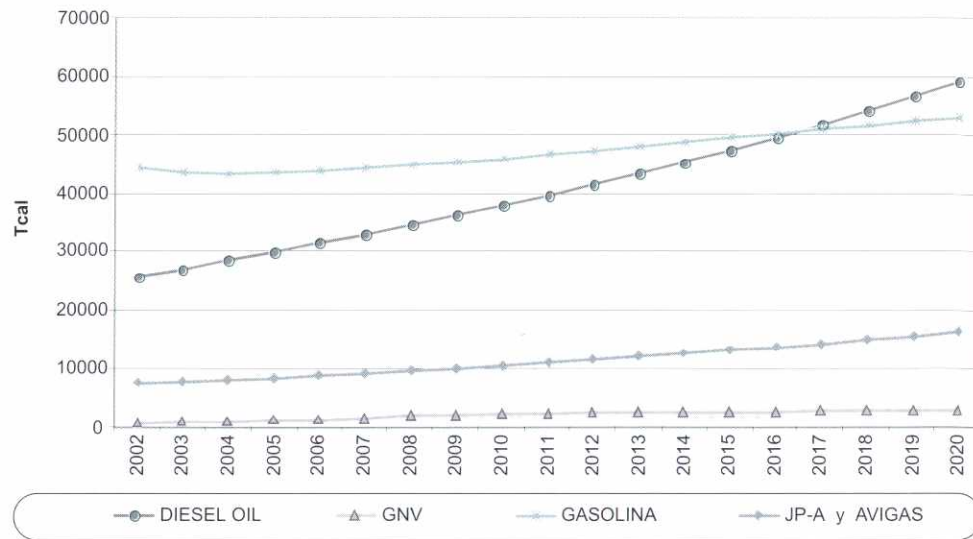
En concordancia con los supuestos de precios, el energético que mayores tasas de crecimiento presenta es el Diesel Oil con un 4,8% a lo largo del periodo de proyección. Estos crecimientos originan que la participación del Diesel Oil pase del 36,3% en el año 2002, al 51,3% en el año 2020 para el transporte carretero.

Con respecto a la gasolina motor, solo hasta el año 2005 se observan variaciones positivas en su consumo como respuesta a las mejores condiciones económicas del país. Entre el 2002 y el 2006 se observa una tasa media anual de variación del orden del -0.2%. Para el resto del periodo, el crecimiento promedio anual se encuentra en el 1,1% y el 1,5%.

Es importante anotar que pese a que los precios de la gasolina motor y del diesel oil reflejan las condiciones del mercado internacional a partir del año 2006, el diferencial entre las tasas impositivas de los dos combustibles hace que el precio de la gasolina motor siempre sea muy superior al del diesel oil. Esta situación genera una perdida de mercado de la gasolina en el transporte carretero de 17 puntos, pasando de 62,5% a 46,1% en el 2020.

El GNV para este escenario supone un bajo desarrollo de su potencial, llegándose a consumir solo 37 MPCD en el 2020, a pesar de que la tasa media de crecimiento para todo el periodo es del 7,2%. El GNV gana casi 1,5% del mercado de transporte carretero durante todo el periodo de proyección, llegando a capturar el 2,6% de este mercado.

GRÁFICA 16
DEMANDA DE ENERGÍA SECTOR TRANSPORTE 2002 2020 (2002 HISTÓRICO)

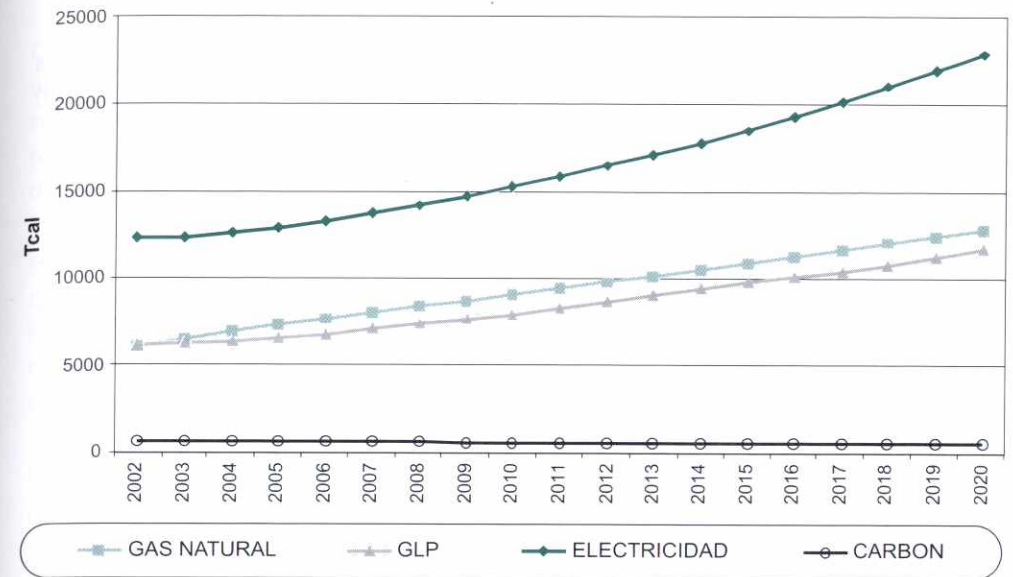


Sector Residencial:

Para el periodo 2002 – 2006 se aprecia claramente el efecto de la penetración del gas natural, afectando tanto los crecimientos de la electricidad como del GLP. En este periodo el gas natural crece a una tasa media anual cercana al 6%, mientras que la electricidad y el GLP crecen tan solo al 2%. A partir del 2007 los resultados muestran un comportamiento de crecimientos similares para estos tres energéticos, debido al inicio de la saturación de los mercados potenciales del gas natural. Para todo el periodo de proyección la electricidad y el GLP crecen a una tasa media anual del 3,5% mientras que el gas natural lo hace al 4,2%.

En este escenario la leña crece a un ritmo medio anual del 1,4%, inferior a la tasa de crecimiento poblacional. Este hecho es explicado por el posicionamiento del GLP desplazado de los centros urbanos hacia las zonas rurales.

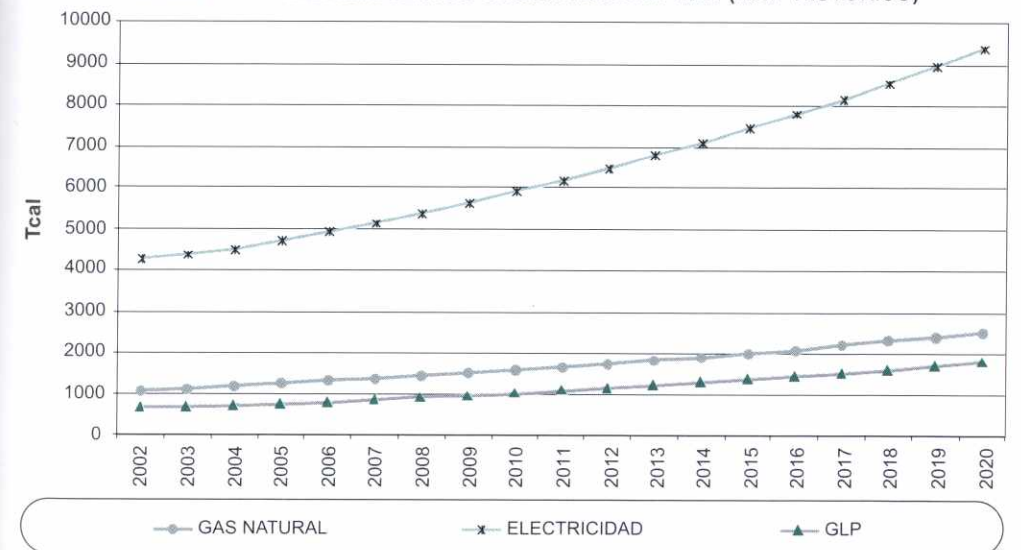
GRÁFICA 17
DEMANDA DE ENERGÍA SECTOR RESIDENCIAL 2002 2020 (2002 HISTÓRICO)



Sector Comercial:

La electricidad seguirá siendo preponderante dada la alta participación de los usos eléctricos en este sector. El crecimiento medio anual para la electricidad, el gas natural y el GLP son

GRÁFICA 18
DEMANDA DE ENERGÍA SECTOR COMERCIAL 2002 2020 (2002 HISTÓRICO)



respectivamente 4,5%, 4,8% 5,7%. Todos los crecimientos de estos energéticos reflejan un dinamismo importante del PIB comercial en el país.

A continuación se presentan las demandas de energía total por sectores para la gasolina motor, diesel oil, gas natural, energía eléctrica, carbón mineral, GLP, fuel oil, JP-A (Turbojet) y keroseno.

GRÁFICA 19
DEMANDA DE GASOLINA MOTOR 2002 2020 (2002 HISTÓRICO)

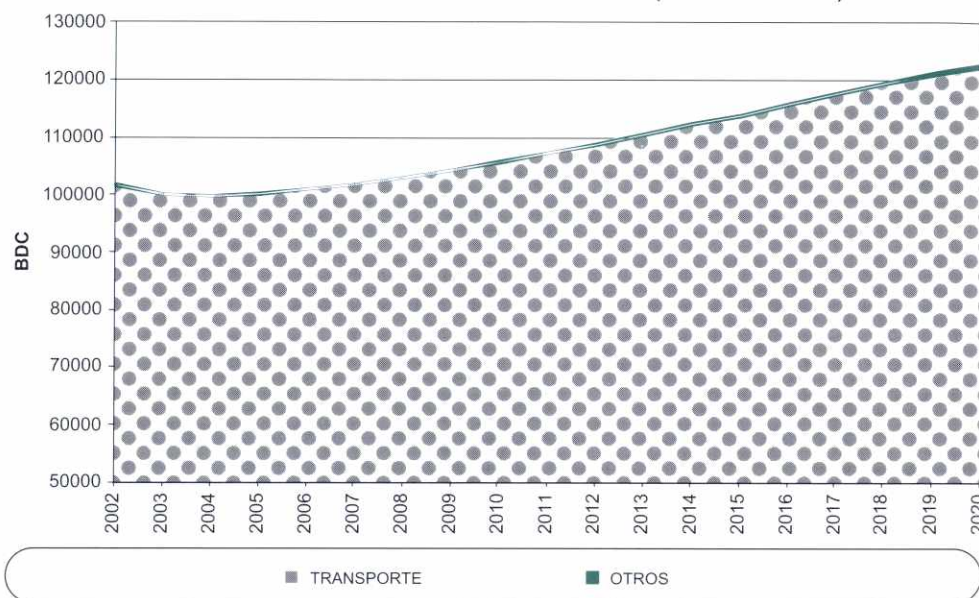


TABLA 4
DEMANDA DE GASOLINA MOTOR 2002 2020 (2002 HISTÓRICO)
[BDC]

SECTOR	TRANSPORTE	OTROS	TOTAL
2002	101.805	52	101.857
2006	100.886	100	100.986
2010	105.675	162	105.838
2015	113.865	263	114.128
2020	122.320	395	122.715
TASAS DE CRECIMIENTO			
2002 -2006	-0,2%	17,7%	-0,2%
2006 -2010	1,2%	12,9%	1,2%
2010 -2020	1,5%	9,3%	1,5%

GASOLINA MOTOR

Con respecto a la demanda de gasolina motor en el sector transporte, es de interés analizar una serie de aspectos que han venido determinando y que pueden llegar a determinar el comportamiento futuro tanto de la oferta como de la demanda de éste combustible. Nos referimos al contrabando y hurto de gasolina, a la ley de alcoholes carburantes y al programa de transporte masivo para Bogotá (Transmilenio).

Hurto y Contrabando: En términos absolutos se estima que el contrabando de gasolina motor llegó a 6.700 Barriles Día¹¹ durante el 2002, mientras que el hurto fue calculado por Ecopetrol en 3.400 BDC. Lo anterior significa que el 11% del consumo total de gasolina durante el año 2002 fue atendido con hurtos y contrabando. Este mercado ilícito representó el 13% de las ventas de Ecopetrol de gasolina motor durante el mismo año.

De acuerdo a los análisis conjuntos que ha venido desarrollando Ecopetrol y UPME referente al tema de la posible evolución del hurto y del contrabando de gasolina, se diseñó un escenario de recuperación de este mercado ilícito. Se tuvieron en cuenta los programas de control del hurto y del contrabando que viene desarrollando Ecopetrol con ayuda de diferentes instituciones, estudios sobre la demanda potencial de combustibles líquidos en zonas de frontera y la normatividad vigente sobre precios de combustibles en estas zonas. En términos generales este diseño puede considerarse optimista, ya que se considera un éxito total en los planes de control durante los primeros cinco años de proyección.

TABLA 5
PROYECCIÓN DE HURTOS Y CONTRABANDO DE GASOLINA MOTOR

[BDC]	2002	2006	2010	2015	2020
GASOLINA MOTOR	10.088	2.825	1.862	1.862	1.862

Fuente: UPME – Con base en información de ECOPEPETROL.

Ley de Alcoholes Carburantes:

La ley 693 del 19 de septiembre del 2001, establece que las gasolinas que se utilicen en centros urbanos de más de 500.000 habitantes tendrán que contener componentes oxigenados tales como los alcoholes carburantes en la cantidad y calidad que establezca el Ministerio de Minas y Energía. De acuerdo a estudios que se han venido adelantando conjuntamente por el Ministerio del Medio de Ambiente, el Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol, Asocaña y UPME, se ha mostrado que el oxigenante más apropiado es el etanol en una proporción del 10% en volumen del total de la gasolina motor. Adicionalmente la ley establece un plazo de cinco años para que en forma progresiva se implemente la norma.

¹¹ Fuente: UPME. Este valor representa una estimación piso del contrabando de gasolina, calculado al observar el comportamiento durante la crisis de Venezuela / Dic. 2002).

De acuerdo a lo anterior, las ciudades de Bogotá, Medellín, Barranquilla, Cartagena, Cúcuta, Pereira, Bucaramanga y Cali deberán implementar la medida. Según esto, se estima que con posterioridad al año 2005 cerca del 46% de la gasolina motor que vendan los refinadores nacionales y/o importadores deberá ser oxigenada. En otras palabras, las ventas de gasolina por parte del mercado legal disminuirán en un 4.6%, generando una reducción en las necesidades de gasolina motor.

Con base en la proyección de hurto y contrabando que se presentó atrás, y en la proyección de la demanda de gasolina motor, se puede obtener una proyección del mercado que sería atendido por refinadores y/o importadores. De igual manera, con base en esta cifra de ventas se puede estimar la cantidad de gasolina que sería sustituida por etanol para el periodo 2005 – 2020, (ver tabla 6.)

TABLA 6
REDUCCIÓN DE LAS NECESIDADES DE GASOLINA MOTOR POR EFECTOS DE LA LEY DE ALCOHOLES CARBURANTES

	2006	2010	2015	2020
BDC	4.307	4.476	4.813	5.195

Fuente: UPME - ECOPETROL.

Transmilenio:

El primer año de operación de Transmilenio (2001) - el sistema de transporte masivo de Bogotá que representa una nueva alternativa de transporte con mayores volúmenes de pasajeros transportados asociados a una mayor velocidad de desplazamiento - motivó una reducción en la demanda de gasolina corriente estimada en cerca de 470 BDC.

Teniendo en cuenta las fases de Transmilenio que serán implementadas durante los próximos 15 años, con las cuales se espera transportar cerca de 5 millones de bogotanos diarios en el año 2016¹², y de acuerdo a la experiencia recogida durante el primer año de funcionamiento, se estimó una posible reducción en la demanda de gasolina motor por efectos de este tipo de transporte masivo.

TABLA 7
REDUCCIÓN DE LA DEMANDA DE GASOLINA MOTOR POR EFECTOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE MASIVO TRANSMILENIO EN LA CIUDAD DE BOGOTÁ

	2002	2006	2010	2015	2020
BDC	310	3.501	5.601	6.482	6.673

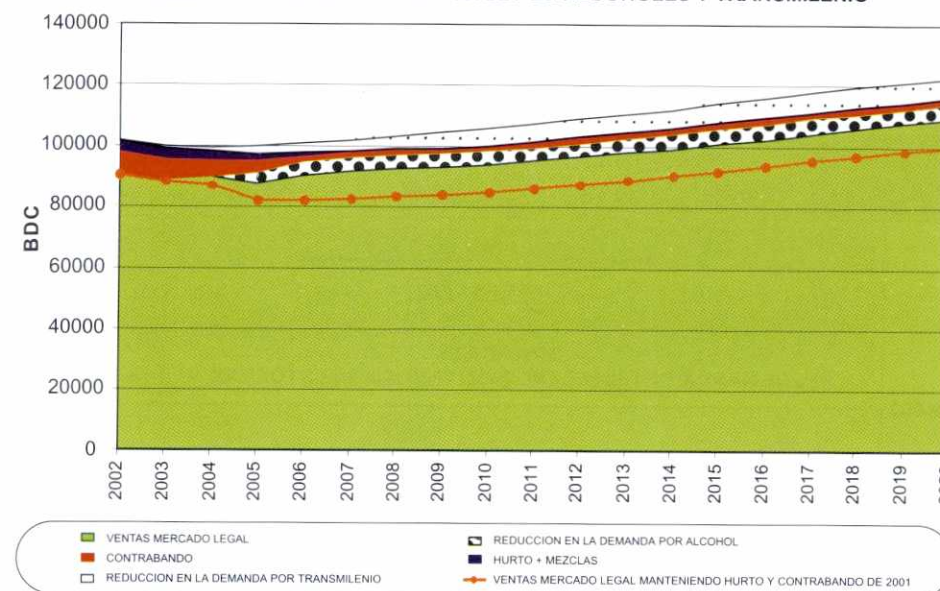
Fuente: UPME - ECOPETROL.

Al considerar en conjunto los efectos de la ley de alcoholes carburantes y de Transmilenio, se tiene que la demanda de gasolina motor en el país se reduciría en promedio un 9% anual durante el periodo 2005 – 2020. De acuerdo con lo anterior, y la proyección de hurtos y robos, la demanda

¹² Fuente: Transmilenio S.A.

potencial de gasolina motor que sería atendida por refinadores nacionales y/o importadores, corresponde al área denominada "ventas mercado legal" que se presenta en la gráfica 20.

GRÁFICA 20
DEMANDA DE GASOLINA MOTOR POR TIPO DE OFERTA 2002 - 2020 (2002 HISTÓRICO)
CONSIDERA LAS REDUCCIONES POR LEY DE ALCOHOLES Y TRANSMILENIO



Si las cifras actuales de hurto y contrabando se mantuvieran constantes a lo largo del periodo de proyección, el mercado (legal) que sería atendido por refinadores y/o importadores disminuiría en promedio un 12% anual. La línea de puntos de la gráfica 20 muestra este escenario.

Resumiendo, se tiene la siguiente tabla.

TABLA 8
MERCADO DE GASOLINA MOTOR 2002 - 2020 (2002 HISTÓRICO)

[BDC]	2002	2006	2010	2015	2020
DEMANDA TOTAL	101.857	100.986	105.838	114.128	122.715
Reducción en la Demanda por Alcoholes Carburantes	0	4.307	4.476	4.813	5.195
Reducción en la Demanda por Transmilenio	310	3.501	5.601	6.482	6.673
Proyección de Hurto y Contrabando de Gasolina	10.088	.825	1.862	1.862	1.862
Proyección de las Ventas del Mercado Legal	90.459	90.353	93.898	100.971	108.985
Proyección de las Ventas del Mercado Legal (manteniendo constantes las cifras de hurto y contrabando del 2001).	90.459	82.090	84.672	91.745	99.759

Para finalizar, es importante anotar que bajo ninguno de los escenarios de ventas de gasolina del mercado legal, estas recuperarían los niveles máximos observados durante el año 1998, inclusive ni para el escenario en el que la ley de alcoholes carburantes y las siguientes fases de Transmilenio no se llegan a dar. Las ventas legales de gasolina para este ultimo escenario se muestran en la siguiente tabla.

TABLA 9
VENTAS DEL MERCADO LEGAL DE GASOLINA MOTOR 2006 2020
SIN CONSIDERAR LEY DE ALCOHOLES CARBURANTES Y TRANSMILENIO

	2006	2010	2015	2020
[BDC]	98.161	103.976	112.267	120.853

DIESEL OIL

GRÁFICA 21
DEMANDA DE DIESEL OIL 2002 2020 (2002 HISTÓRICO)

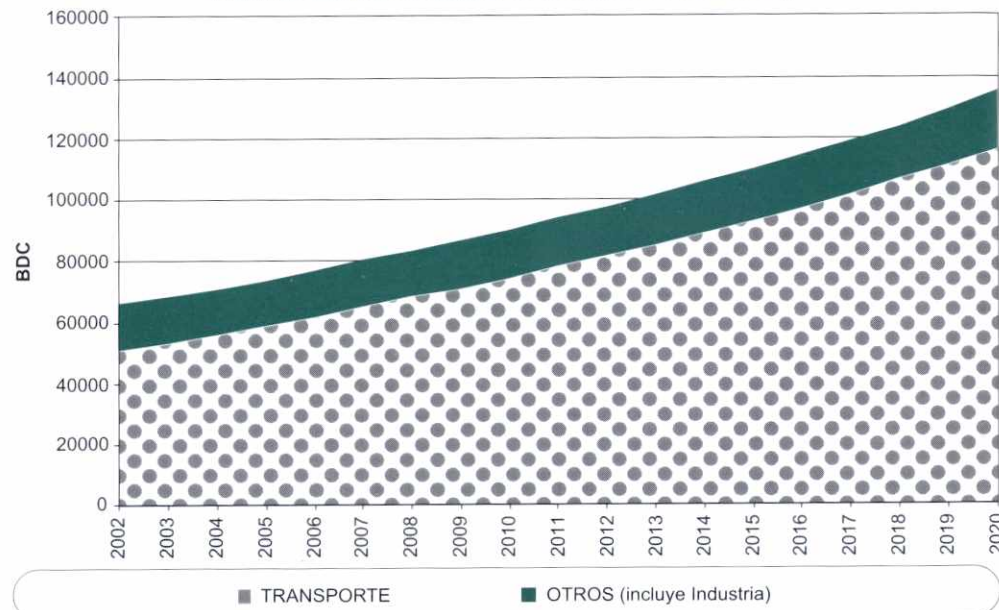


TABLA 10
DEMANDA DE DIESEL OIL 2002 2020 (2002 HISTÓRICO)
[BDC]

SECTOR	TRANSPORTE	OTROS (incluye Industria)	TOTAL
2002	49.493	15.345	64.839
2006	60.813	14.752	75.565
2010	73.277	15.418	88.696
2015	91.781	16.816	108.597
2020	115.206	18.486	133.691
TASAS DE CRECIMIENTO			
2002 - 2006	5,3%	-1,0%	3,9%
2006 - 2010	4,8%	1,1%	4,1%
2010 - 2020	4,6%	1,8%	4,2%

Son notables las tasas de crecimiento en la demanda de diesel oil, lo que demuestra la tendencia hacia la dieselización del parque automotor por efectos del diferencial de precios con respecto al de la gasolina.

Al igual que la gasolina motor, el diesel oil es sujeto de un mercado ilícito, el cual se estima para el año 2002 en 5.800 barriles día.

De acuerdo a los análisis que ha venido desarrollando Ecopetrol referente a la posible evolución del hurto de diesel, se diseñó un escenario de recuperación de este mercado paralelo.

TABLA 11
PROYECCIÓN DE HURTOS DE DIESEL OIL

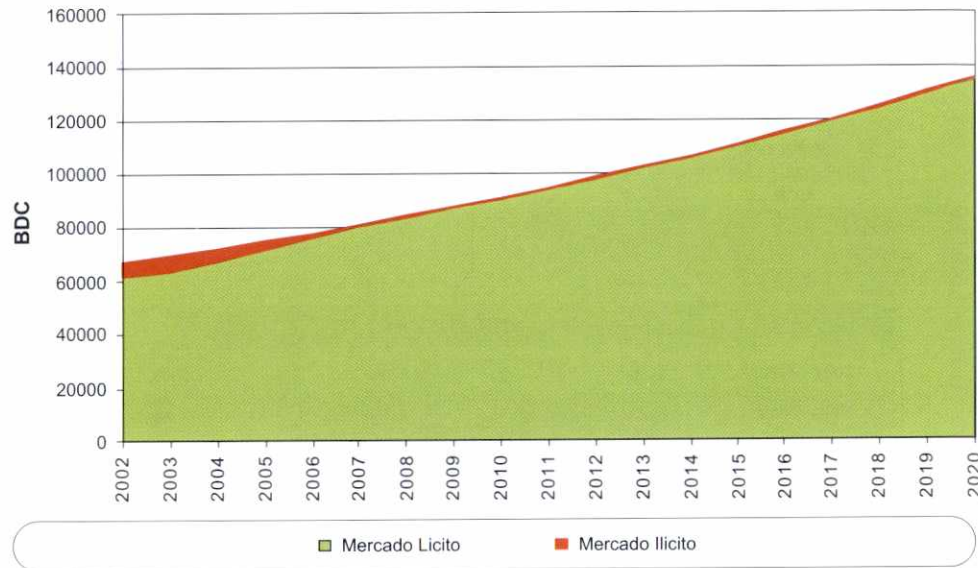
[BDC]	2002	2006	2010	2015	2020
DIESEL OIL	5.807	1.678	891	891	891

Fuente: UPME - ECOPEPETROL.

Si el nivel de ilícitos observado durante el 2002 se mantuviera constante a lo largo del periodo de proyección, las ventas de diesel oil por parte del mercado legal disminuirían en un 6% promedio anual.

Es importante aclarar que actualmente la demanda de diesel oil en el país es atendida por Ecopetrol (quien representa la totalidad del mercado legal del combustible) y por los hurtos y contrabando. En la siguiente gráfica se presentan la demanda de diesel discriminada por oferta.

GRÁFICA 22
DEMANDA DE DIESEL OIL POR TIPO DE OFERTA 2002 2020 (2002 HISTÓRICO)



Con respecto a Transmilenio, la proyección que se presenta incluye la potencial demanda de diesel oil por parte de este medio de transporte. Se supone que todas las fases de Transmilenio consumirán diesel oil¹³, por lo que se estaría sustituyendo diesel por diesel, es decir, reemplazando flotas actuales de transporte público que utilizan en su mayoría diesel oil.

¹³ Es importante resaltar que éste es un supuesto del ejercicio para establecer un potencial, sin embargo no hay que olvidar que el gobierno viene examinando la posibilidad de que en este sistema de transporte también se consuma gas natural.

GAS NATURAL

GRÁFICA 23
DEMANDA DE GAS NATURAL 2002 2020 (2002 HISTÓRICO)

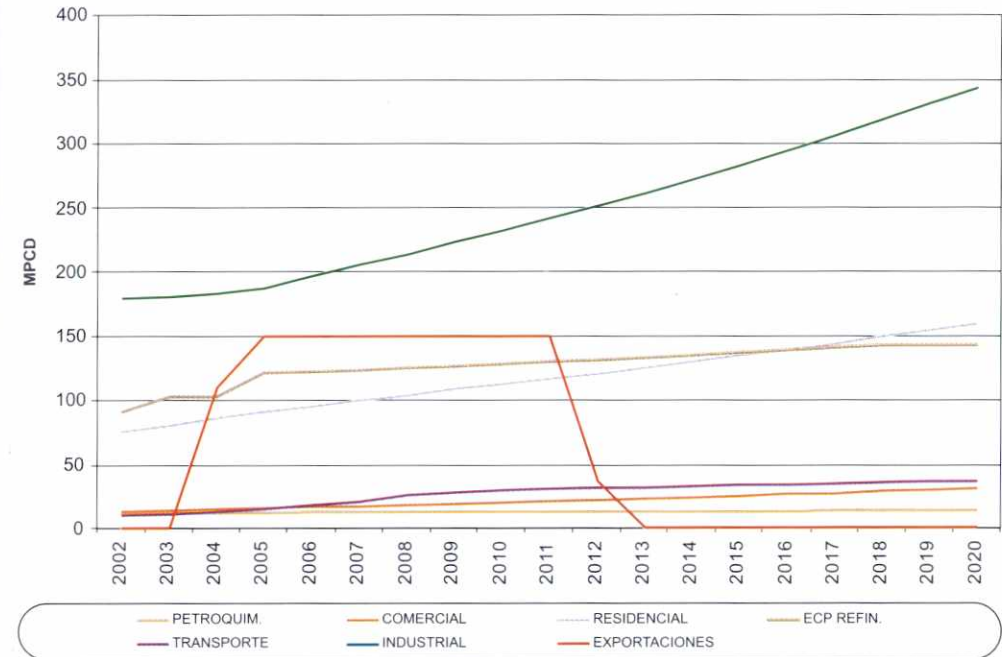


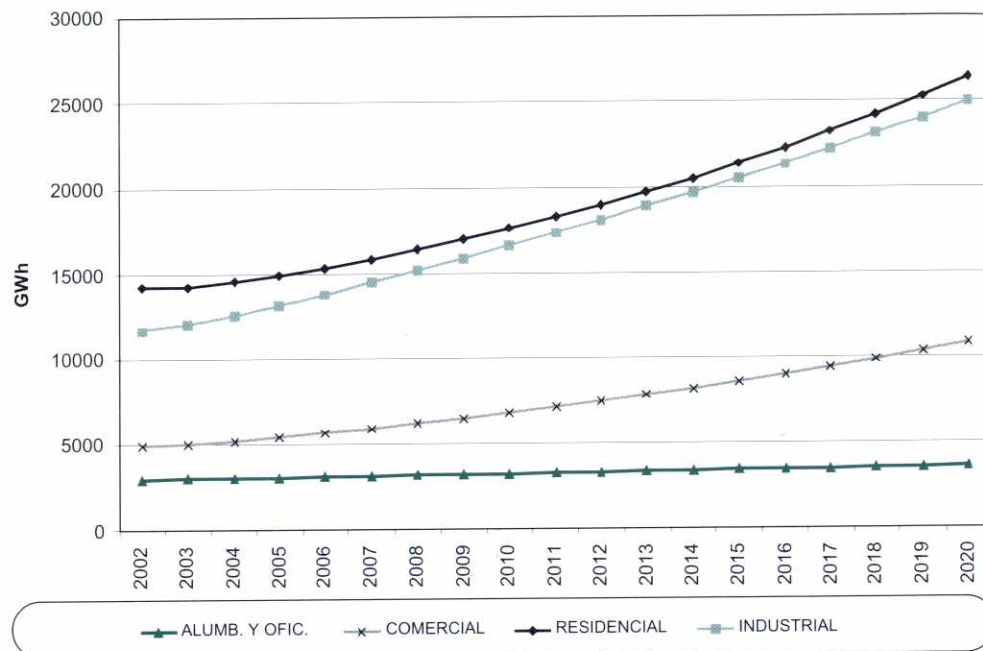
TABLA 12
DEMANDA DE GAS NATURAL 2002 2020 (2002 HISTÓRICO)
[MPCD]

SECTOR	INDUSTRIAL	RESIDENCIAL	COMERCIAL	TRANSPORTE	PETROQUIM.	ECP REFIN.	ELECTRICO	EXPORT.	TOTAL
2002	179,0	75,9	13,4	10,4	12,2	90,9	219,5	0,0	601,4
2006	196,8	95,4	16,4	17,3	12,6	122,5	122,3	150,0	733,4
2010	232,8	112,4	19,7	30,3	13,0	127,8	227,2	150,0	913,2
2015	283,3	134,2	24,7	33,4	13,4	136,8	397,6	0,0	1023,4
2020	344,3	158,6	31,1	36,7	13,7	143,1	581,7	0,0	1309,2
TASAS DE CRECIMIENTO									
20022006	2,4%	5,9%	5,2%	13,5%	0,9%	7,8%	-13,6%	N.A.	5,1%
20062010	4,3%	4,2%	4,6%	15,0%	0,7%	1,1%	16,8%	N.A.	5,6%
20102020	4,0%	3,5%	4,7%	1,9%	0,5%	1,1%	9,9%	N.A.	3,7%

Las cifras no incluyen la demanda por parte de los compresores del sistema de transporte de gas natural, los cuales consumen actualmente alrededor de 7.5 MPCD. Las exportaciones se realizan a partir del año 2004 y solo durante 8 años, por lo que en la tabla anterior las cifras correspondientes a los años 2015 y 2020 para este rubro aparecen en cero.

ENERGÍA ELÉCTRICA

GRÁFICA 24
DEMANDA SECTORIAL DE ELECTRICIDAD 2002-2020 (2002 HISTÓRICO)
(CORRESPONDEN A LAS VENTAS DE ELECTRICIDAD. NO SE INCLUYEN PÉRDIDAS)



DEMANDA SECTORIAL DE ELECTRICIDAD 2002-2020 (2002 HISTÓRICO)
(CORRESPONDEN A LAS VENTAS DE ELECTRICIDAD. NO SE INCLUYEN PÉRDIDAS)
[GWH]

SECTOR	INDUSTRIAL	RESIDENCIAL	COMERCIA	ALUMB. Y OFIC.	TOTAL
2002	11.668	14.257	4.909	2.921	33.756
2006	13.754	15.320	5.668	3.049	37.791
2010	16.587	17.603	6.811	3.183	44.185
2015	20.425	21.333	8.575	3.356	53.690
2020	24.881	26.384	10.822	3.533	65.620
TASAS DE CRECIMIENTO					
2002 -2006	4,2%	1,8%	3,7%	1,1%	2,9%
2006 -2010	4,8%	3,5%	4,7%	1,1%	4,0%
2010 -2020	4,1%	4,1%	4,7%	1,0%	4,0%

La menor tasa de crecimiento en el sector residencial para los primeros años de proyección responde al desarrollo del plan de masificación de gas. Para los sectores industrial y comercial el plan de masificación no afecta la demanda de energía eléctrica, ya que los usos son cautivos de esta.

CARBÓN

GRÁFICA 25
DEMANDA DE CARBÓN 2002-2020 (2002 HISTÓRICO)

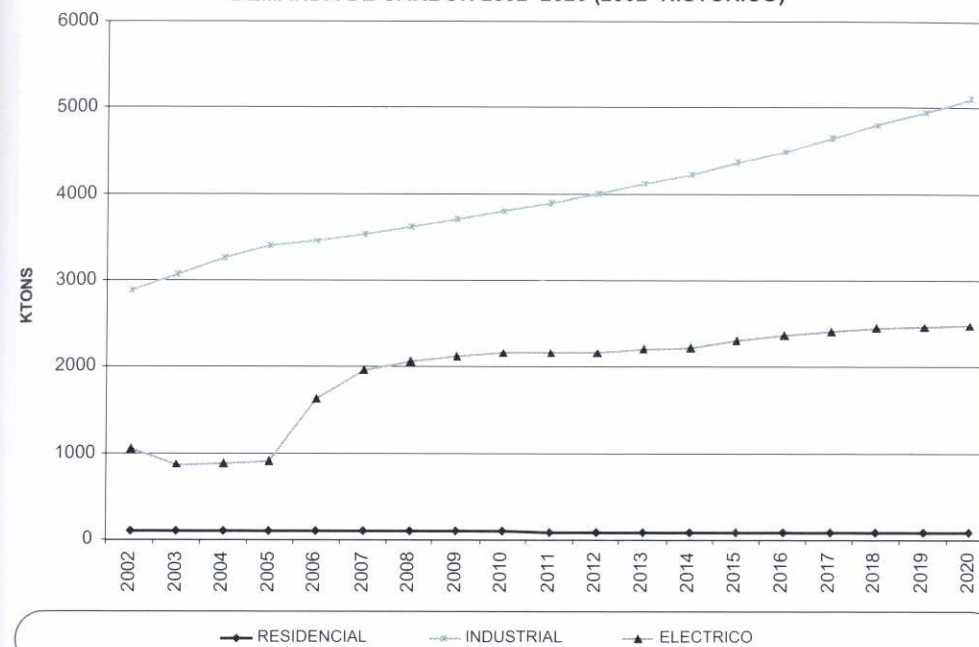


TABLA 14
DEMANDA DE CARBÓN 2002-2020 (2002 HISTÓRICO)
[KTONS]

SECTOR	INDUSTRIAL	RESIDENCIAL	ELECTRICO	TOTAL
2002	2.896	96	1.053	4.044
2006	3.457	98	1.632	5.187
2010	3.808	91	2.151	6.050
2015	4.364	82	2.306	6.752
2020	5.108	81	2.478	7.668
TASAS DE CRECIMIENTO				
2002 -2006	4,5%	0,5%	11,6%	6,4%
2006 -2010	2,4%	-1,8%	7,1%	3,9%
2010 -2020	3,0%	-1,1%	1,4%	2,4%

De acuerdo a los supuestos de precios de los combustibles para el sector industrial, el del carbón es el más bajo, permitiéndole para los primeros cuatro años de proyección una importante penetración.

GAS LICUADO DE PETRÓLEO, GLP

GRÁFICA 26
DEMANDA DE GLP 2002-2020 (2002 HISTÓRICO)

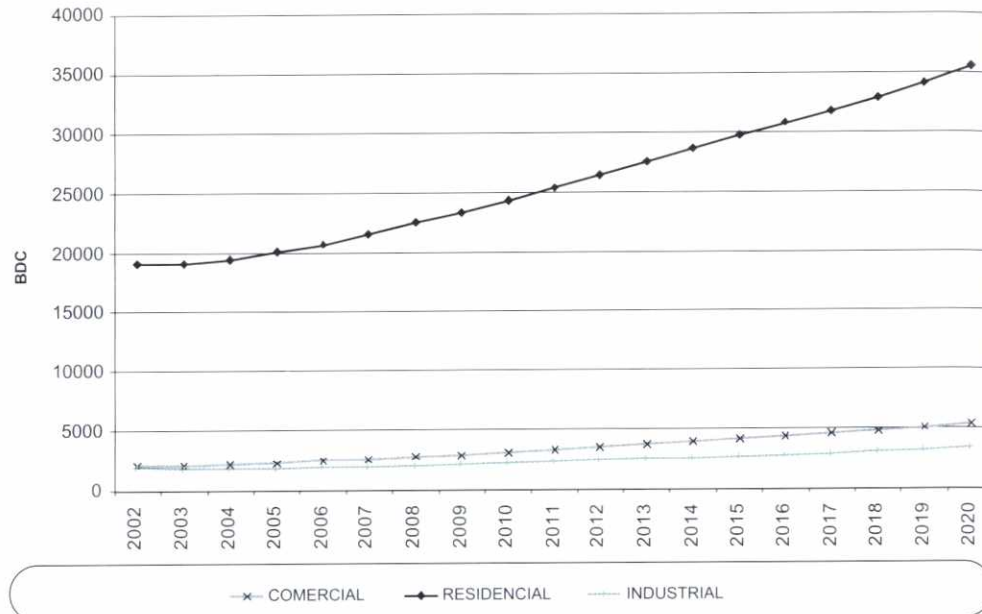


TABLA 15
DEMANDA DE GLP 2002-2020 (2002 HISTÓRICO)
[BDC]

SECTOR	INDUSTRIAL	RESIDENCIAL	COMERCIAL	TOTAL
2002	1.793	19.066	2.013	22.872
2006	1.788	20.740	2.402	24.930
2010	2.106	24.273	3.080	29.458
2015	2.685	29.776	4.152	36.613
2020	3.400	35.504	5.431	44.335
TASAS DE CRECIMIENTO				
2002-2006	-0,1%	2,1%	4,5%	2,2%
2006-2010	4,2%	4,0%	6,4%	4,3%
2010-2020	4,9%	3,9%	5,8%	4,2%

A pesar del plan de masificación de gas, la demanda de GLP toma auge en las zonas rurales y donde no llega el gas natural. De ahí que este sector continúa concentrando a futuro el mayor porcentaje de la demanda de este energético.

OTROS DERIVADOS: FUEL OIL, JP-A (TURBOSINA) Y AVIGAS

GRÁFICA 27
DEMANDA DE OTROS DERIVADOS 2002-2020 (2002 HISTÓRICO)

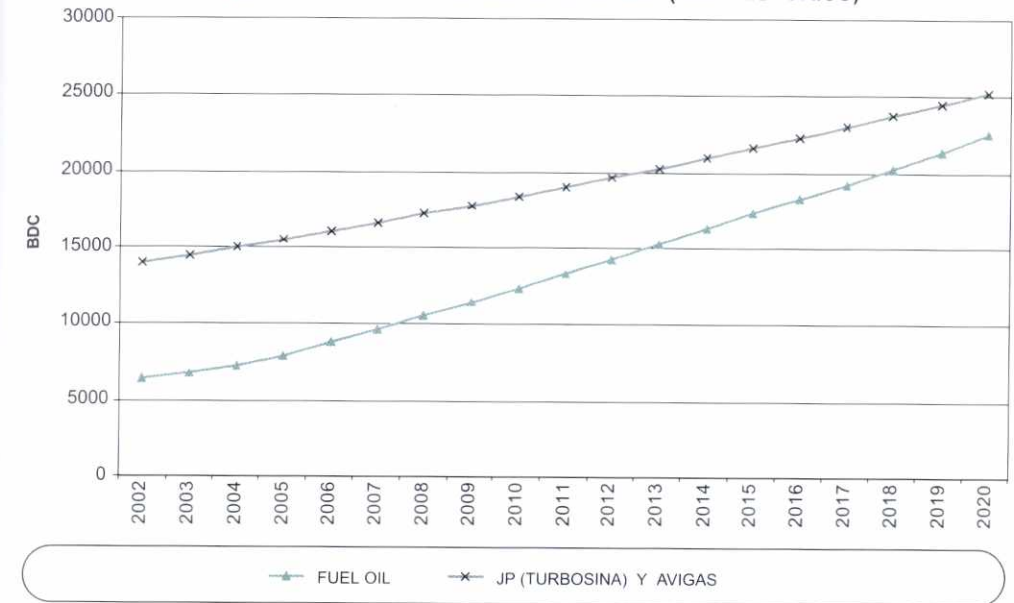


TABLA 16
DEMANDA DE OTROS DERIVADOS 2002-2020 (2002 HISTÓRICO)
[BDC]

SECTOR	JP Y AVIGAS	FUEL OIL	TOTAL
2002	14.068	6.369	20.436
2006	16.086	8.765	24.851
2010	18.383	12.320	30.703
2015	21.597	17.318	38.915
2020	25.251	22.527	47.777
2002-2006	3,4%	8,3%	5,0%
2006-2010	3,4%	8,9%	5,4%
2010-2020	3,2%	6,2%	4,5%

Las importantes tasas de crecimiento en la demanda de fuel se dan por su participación en los requerimientos energéticos del sector industrial.

Biomasa:

Se espera que la participación de estas fuentes de energía, específicamente la de la leña, disminuya en la canasta energética de manera importante. En términos de demanda de energía total, se espera que su participación pase del 16% actualmente al 11% hacia el año 2020.

TABLA 17
DEMANDA DE BIOMASA 2002 2020 (2002 HISTÓRICO)
[KTONS]

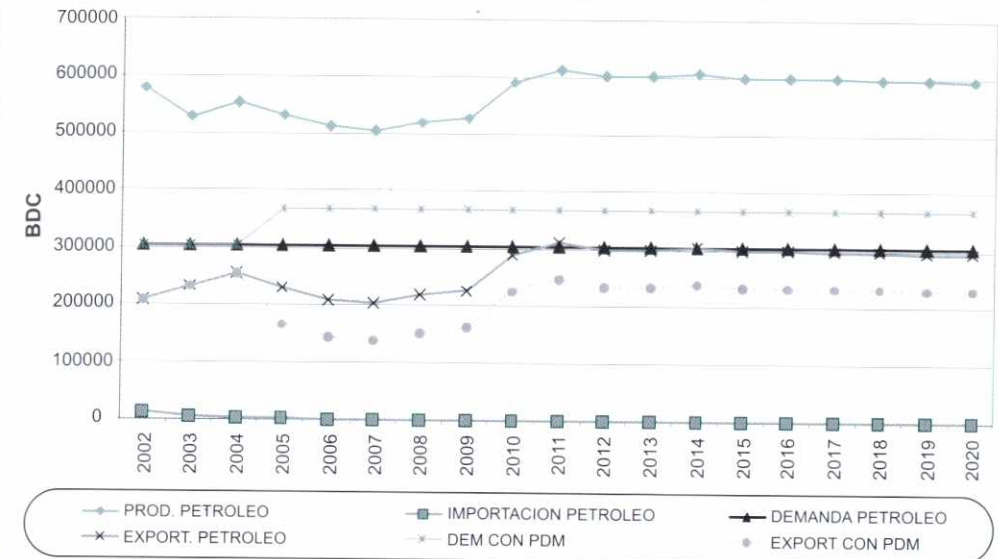
SECTOR	BAGAZO	LEÑA	TOTAL
2002	10.988	6.982	17.971
2006	10.857	7.459	18.316
2010	11.754	8.004	19.758
2015	13.381	8.678	22.059
2020	15.669	9.419	25.088
TASAS DE CRECIMIENTO			
2002 -2006	-0,3%	1,7%	0,5%
2006 -2010	2,0%	1,8%	1,9%
2010 -2020	2,9%	1,6%	2,4%

IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ENERGÍA

Al realizar el balance de petróleo para todo el periodo de proyección, y teniendo en cuenta el perfil de producción supuesto para este ejercicio¹⁴, se observa que pese a la tendencia decreciente en la producción de crudo durante el periodo 2002 – 2007, el país es autosuficiente y puede atender su demanda interna de crudo. Más aún, considerando el Plan Maestro de Cartagena, los niveles de exportación se mantienen por encima de los 135.000 barriles día, punto mínimo que se presenta en el año 2007. Posteriormente a este año, la producción de crudo cambia de tendencia y alcanza un máximo levemente superior a los 600.000 barriles día en el año 2011.

¹⁴ Simulación Plan de Negocios 2002-2010 de Ecopetrol. Escenario P80.

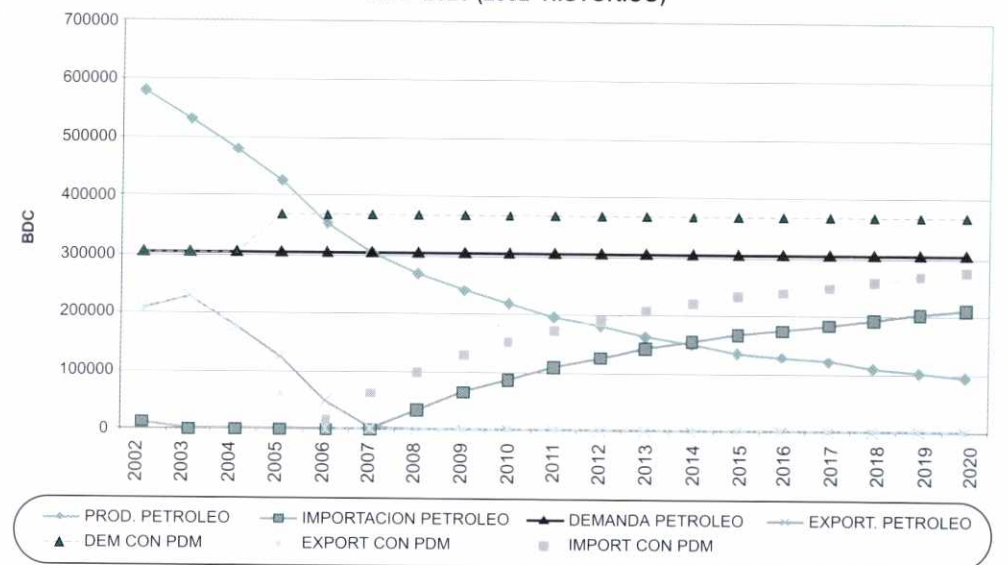
GRÁFICA 28
BALANCE DE CRUDO 2002 2020 (2002 HISTÓRICO)



PDM : Plan Maestro de Cartagena.

Considerando solo las reservas actuales, se tendría que la producción nacional de crudo sería insuficiente para cargar las refinерías en el año 2008. Considerando el Plan Maestro de Cartagena, el déficit se presentaría en el año 2006. Hacia el año 2020, las importaciones de crudo serían del orden de 210.000 barriles día (275.000 considerando el Plan Maestro). Este balance se presenta a continuación.

GRÁFICA 29
BALANCE DE CRUDO CON BASE EN LAS RESERVAS ACTUALES
2002 2020 (2002 HISTÓRICO)

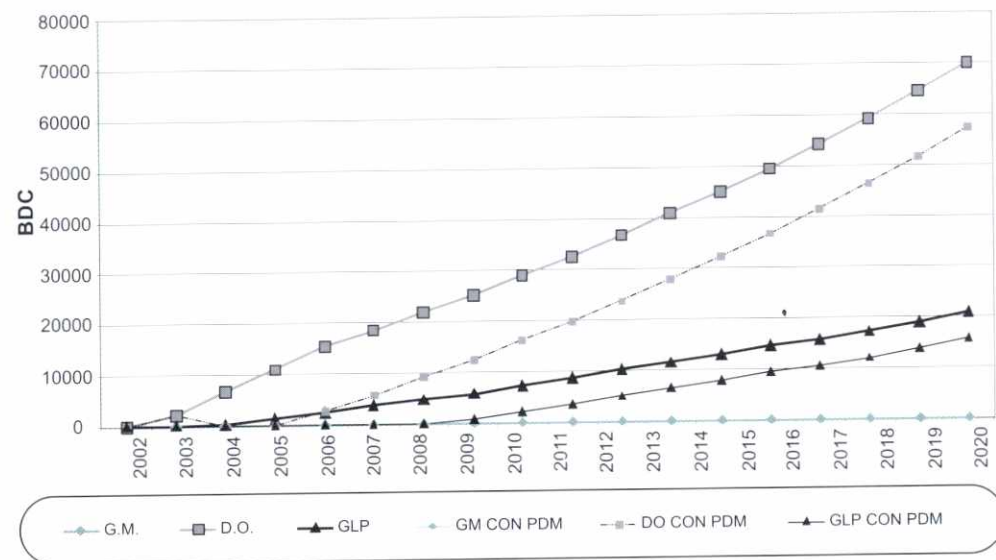


PDM : Plan Maestro de Cartagena.

Las importaciones de diesel oil, referidas a las ventas de Ecopetrol, se inician hacia el año 2005 y alcanzan valores realmente importantes, cerca de 70.000 BDC en el 2020. Aún si se ejecuta el Plan Maestro de Cartagena, este valor continúa siendo alto: 57.000 BDC. Este hecho pone de presente la necesidad de realizar alguna acción que pueda disminuir esta vulnerabilidad del sistema energético. Por ejemplo, es más importante en el momento impulsar un programa de Biodiesel que el de alcoholes carburantes para la gasolina, ya que para ella no se estiman déficits hasta antes del 2020.

Las necesidades de importación de GLP se prevé que se inicien hacia el año 2007 y podrían alcanzar 21.000 BDC en el 2020. En este caso el Plan Maestro de Cartagena desplaza el inicio de la importaciones hasta el 2011 y reduce la cantidad total en el 2020 en 5.000 BDC.

GRÁFICA 30
IMPORTACIÓN DE DERIVADOS REFERIDA AL MERCADO LEGAL¹⁵
2002 2020



PDM : Plan Maestro de Cartagena.

Con respecto al gas natural, los balances de oferta y demanda sin considerar nuevos proyectos o campos de producción diferentes a Cusiana y Catalina, muestran déficits importantes para la segunda década de proyección, por lo que proyectos adicionales a estos serán necesarios para satisfacer la demanda de gas natural.

4. SUPUESTOS PARA LAS SENSIBILIDADES

Las sensibilidades desarrolladas se agrupan en tres principales clases: Crecimiento económico, tarifas de los energéticos y variables tecnológicas. Solamente se describen aquellos supuestos

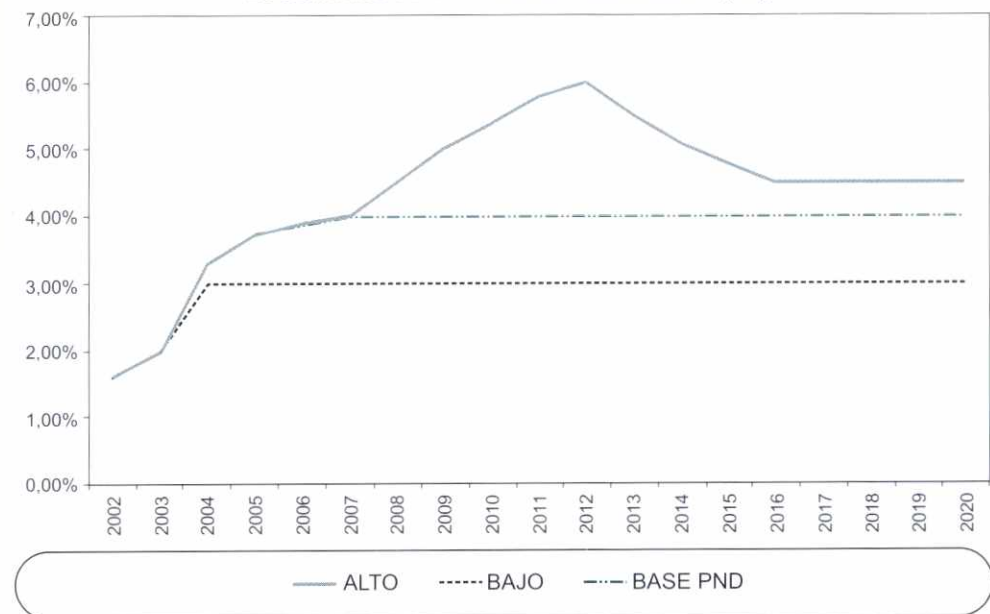
¹⁵ Al realizar el balance no se incluyó la componente de la demanda atendida por hurtos y contrabando.

que varían en las sensibilidades, manteniendo los demás con los valores establecidos para el caso Base.

Para el crecimiento económico se plantean dos escenarios alternos, en los cuales se considera en primer lugar un mejor desempeño de la economía, derivado del alcance de la paz en un tiempo relativamente corto, siguiendo en líneas generales lo descrito en el escenario Mago de OZ, de los Futuros Energéticos para Colombia, desarrollados por la UPME¹⁶. En segundo lugar, se plantea un crecimiento inferior al del caso base.

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Tasa media 2007 - 2020
Alto	2,8%	1,4%	1,6%	2,0%	3,3%	3,7%	3,9%	4,9%
Bajo	2,8%	1,4%	1,6%	2,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%

GRÁFICA No. 31
ESCENARIOS DE CRECIMIENTO ECONÓMICO [PIB]

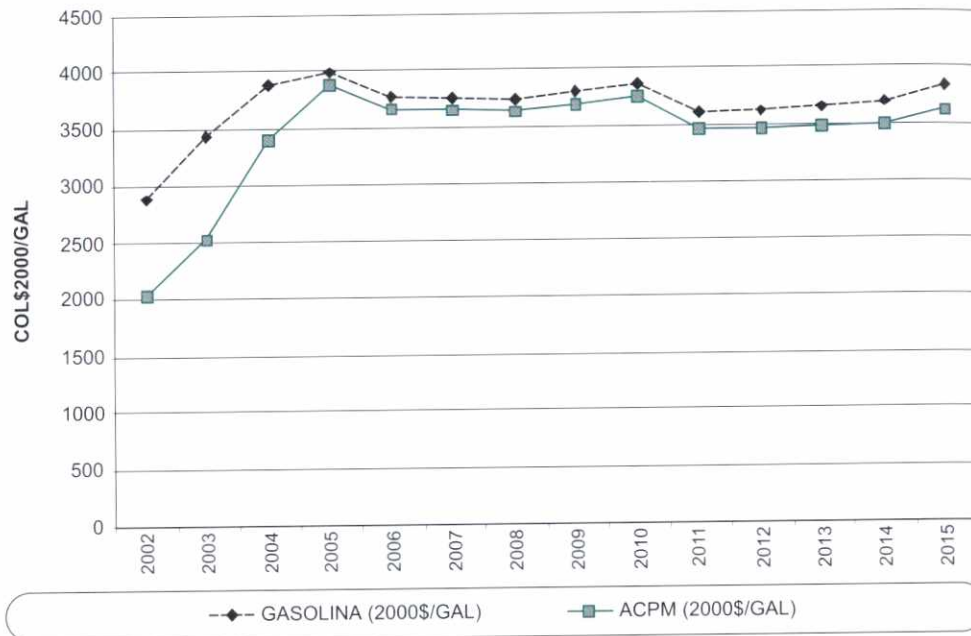


Con el fin de analizar la problemática de los precios de los combustibles líquidos, específicamente para la gasolina motor y diesel oil, se presenta una sensibilidad en la cual se liberan y se equiparan los ingresos al productor y simultáneamente se igualan los niveles de sobretasa al 25%. Estos supuestos se desarrollan a lo largo de un periodo de dos años, alcanzando las metas propuestas en junio de 2005.

¹⁶ Futuros Energéticos. UPME 2000.

Dado el alto grado de avance del Programa Colombiano de Normalización, Certificación y Etiquetado de equipos de uso final, Programa CONOCE, se realizaron sensibilidades a la penetración de bombillas y neveras de alta eficiencia en el sector residencial urbano, luminarias de sodio de alta presión en el alumbrado público, iluminación y aire acondicionado eficientes en el sector comercial, y motores de alta tecnología en el sector industrial.

GRÁFICA NO. 32
SENSIBILIDAD AL ESCENARIO DE PRECIOS DE LA GASOLINA MOTOR Y DIESEL OIL



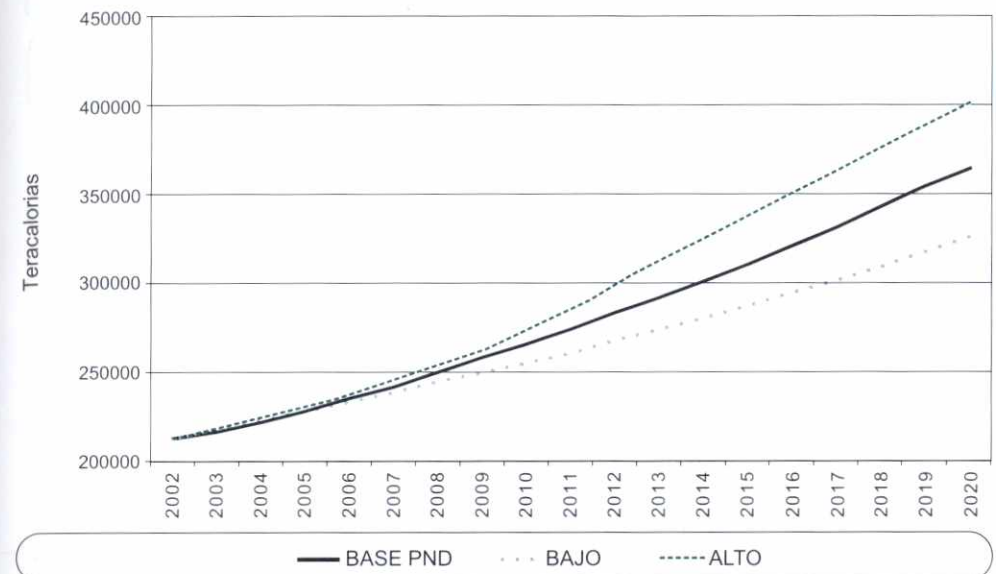
RESULTADOS DE LA SENSIBILIDAD AL PIB

Considerando los tres escenarios de crecimiento económico, incluido el Base PND, la demanda de energía final durante todo el periodo de proyección podrá tener crecimientos entre el 2.4% y el 3.6% anual. Las diferencias en el crecimiento de esta demanda, se acentúan a partir del 2007, reflejando los comportamientos de la economía planteados para las sensibilidades. En valores absolutos, la diferencia entre los escenarios extremos llega a ser del orden de 77.000 Teracalorías, cerca del 36% de la demanda final actual.

La apertura de la franja de proyección ante la sensibilidad al PIB, está dominada por los derivados, el carbón y la electricidad, mientras que el gas natural y la Biomasa muestran una menor elasticidad. El comportamiento del gas natural, muestra el efecto de su penetración en los mercados hasta el año 2010, y la saturación de los mismos a partir de allí.

El sector residencial muestra el menor dinamismo frente al crecimiento económico, ya que las diferencias en el crecimiento de la demanda para los escenarios bajo y alto es del 0.9%. Para el sector comercial en cambio, esta diferencia en crecimiento es del 1.8%. En los sectores industrial y de transporte presentan comportamientos similares entre ellos, dado que las diferencias de crecimiento son del 1.3%.

GRÁFICA No. 33
DEMANDA DE ENERGÍA FINAL



DEMANDA DE ENERGÍA FINAL [TCAL]

	2002	2006	2010	2020	2002-2006	2006-2010	2010-2020	2002-2020
BASE PND	213.241	234.834	265.780	365.310	2,4%	3,1%	3,2%	3,0%
BAJO	213.241	233.427	255.398	324.573	2,3%	2,3%	2,4%	2,4%
ALTO	213.241	237.016	273.554	401.085	2,7%	3,6%	3,9%	3,6%

DEMANDA DE ENERGÍA FINAL POR ENERGÉTICO

DEMANDA DE ENERGÍA FINAL POR ENERGÉTICO
DERIVADOS DEL PETRÓLEO [TCAL]

	2002	2006	2010	2020	2002-2006	2006-2010	2010-2020	2002-2020
BASE PND	96.862	105.630	119.745	166.337	2,2%	3,2%	3,3%	3,0%
BAJO	96.862	105.938	116.057	148.697	2,3%	2,3%	2,5%	2,4%
ALTO	96.862	105.637	122.729	184.148	2,2%	3,8%	4,1%	3,6%

CARBÓN [TCAL]

	2002	2006	2010	2020	2002-2006	2006-2010	2010-2020	2002-2020
BASE PND	19.546	23.667	25.824	33.923	4,9%	2,2%	2,8%	3,1%
BAJO	19.546	23.581	24.580	29.025	4,8%	1,0%	1,7%	2,2%
ALTO	19.546	24.130	27.198	39.608	5,4%	3,0%	3,8%	4,0%

ELECTRICIDAD [TCAL]

	2002	2006	2010	2020	2002-2006	2006-2010	2010-2020	2002-2020
BASE PND	29.216	32.709	38.242	56.794	2,9%	4,0%	4,0%	3,8%
BAJO	29.216	32.103	36.100	48.476	2,4%	3,0%	3,0%	2,9%
ALTO	29.216	32.709	39.343	64.663	2,9%	4,7%	5,1%	4,5%

GAS NATURAL [TCAL]

	2002	2006	2010	2020	2002-2006	2006-2010	2010-2020	2002-2020
BASE PND	23.457	27.295	32.914	47.111	3,9%	4,8%	3,7%	4,0%
BAJO	23.457	26.643	30.773	41.012	3,2%	3,7%	2,9%	3,2%
ALTO	23.457	27.033	32.635	49.547	3,6%	4,8%	4,3%	4,2%

DEMANDA DE ENERGÍA FINAL POR SECTOR

DEMANDA DE ENERGÍA FINAL POR SECTOR INDUSTRIAL [TCAL]

	2002	2006	2010	2020	2002-2006	2006-2010	2010-2020	2002-2020
BASE PND	75.554	83.015	94.441	133.009	2,4%	3,3%	3,5%	3,2%
BAJO	75.310	81.661	89.443	115.161	2,0%	2,3%	2,6%	2,4%
ALTO	75.310	83.278	97.548	147.367	2,5%	4,0%	4,2%	3,8%

RESIDENCIAL [TCAL]

	2002	2006	2010	2020	2002-2006	2006-2010	2010-2020	2002-2020
BASE PND	45.571	50.196	56.328	75.418	2,4%	2,9%	3,0%	2,8%
BAJO	45.571	49.736	54.658	68.970	2,2%	2,4%	2,4%	2,3%
ALTO	45.571	50.197	56.996	80.139	2,4%	3,2%	3,5%	3,2%

TRANSPORTE [TCAL]

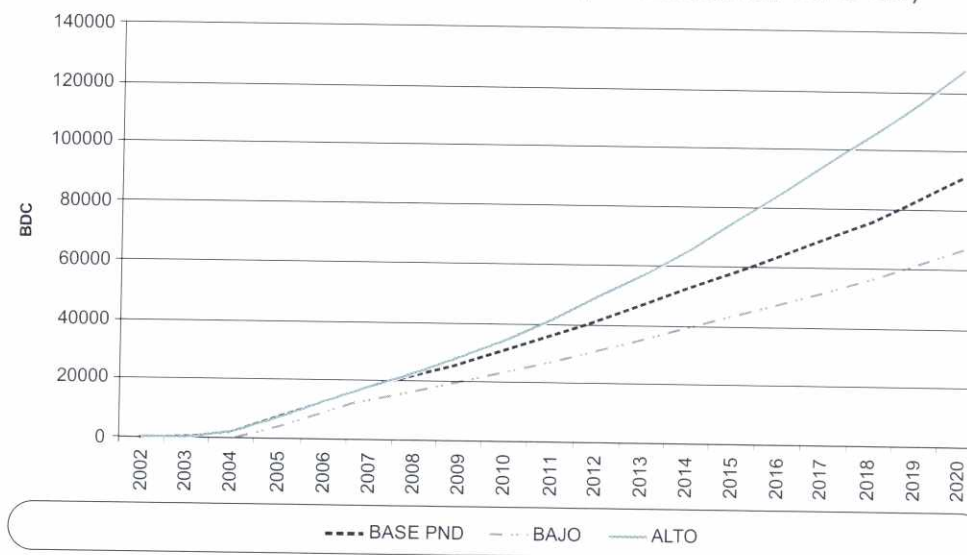
	2002	2006	2010	2020	2002-2006	2006-2010	2010-2020	2002-2020
BASE PND	78.753	86.073	97.263	132.153	2,2%	3,1%	3,1%	2,9%
BAJO	78.753	86.642	94.124	118.029	2,4%	2,1%	2,3%	2,3%
ALTO	78.753	87.990	101.022	147.086	2,8%	3,5%	3,8%	3,5%

COMERCIAL [TCAL]

	2002	2006	2010	2020	2002-2006	2006-2010	2010-2020	2002-2020
BASE PND	5.989	7.018	8.493	13.650	4,0%	4,9%	4,9%	4,7%
BAJO	5.989	6.855	7.918	11.332	3,4%	3,7%	3,7%	3,6%
ALTO	5.989	7.018	8.731	15.412	4,0%	5,6%	5,8%	5,4%

En caso de darse un crecimiento económico alto, las importaciones de combustibles líquidos se incrementan, para el año 2020, en 35.000 barriles día con respecto al caso base, mientras que para el escenario bajo, se reducen en 24.000 barriles día. Cabe aclarar que estas cifras no consideran el Plan Maestro de Cartagena y tienen en cuenta el programa de alcoholes carburantes¹⁷.

GRÁFICA No. 34
IMPORTACIONES DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS (GASOLINA MOTOR ACPM GLP)



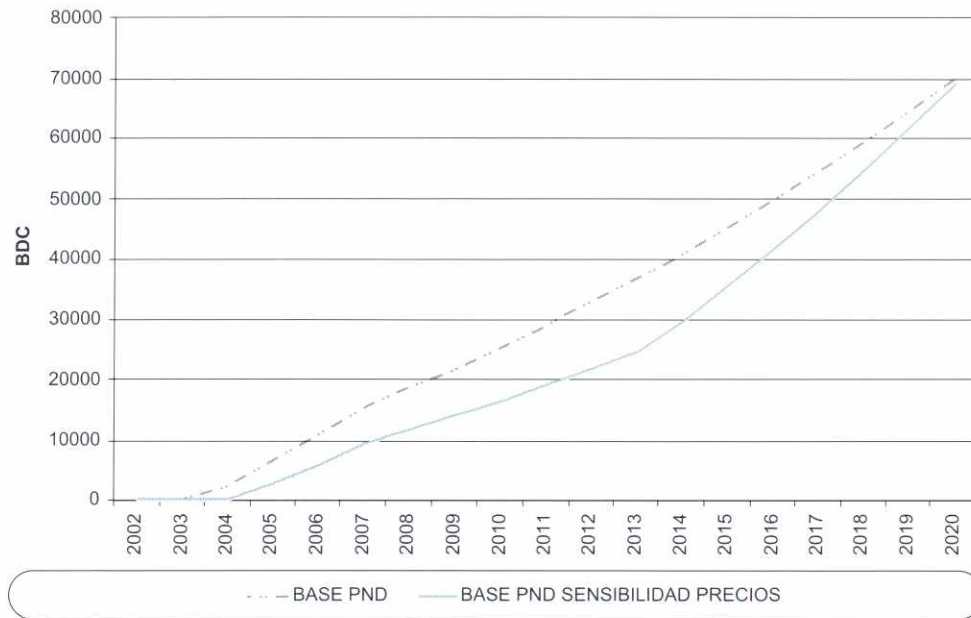
RESULTADOS DE LA SENSIBILIDAD AL PRECIO DE LA GASOLINA MOTOR Y DIESEL OIL

El efecto de liberar y equiparar los ingresos al productor y simultáneamente igualar los niveles de sobretasa al 25%, para la gasolina motor y el ACPM, es el de una sustitución mutua que ocasiona que la gasolina crezca al año 2020 en un 17,4% más que en el escenario Base, mientras que el ACPM decrece en un 15,9%.

El efecto neto de los supuestos asumidos para esta sensibilidad sobre las importaciones de combustibles líquidos, es una reducción en cerca de 43,5 millones de barriles durante todo el periodo de proyección, resultantes de un incremento en las importaciones de gasolina del orden de 30 MBLS y una disminución de 73,6 MBLS de ACPM.

¹⁷ Para ciudades de más de 500.000 habitantes, a partir de 2005 la gasolina consumida contendrá en volumen un 10% de alcohol.

GRÁFICA No. 35
IMPORTACIONES DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS (GASOLINA MOTOR ACPM)



RESULTADOS DE LA SENSIBILIDAD DEL PROGRAMA CONOCE

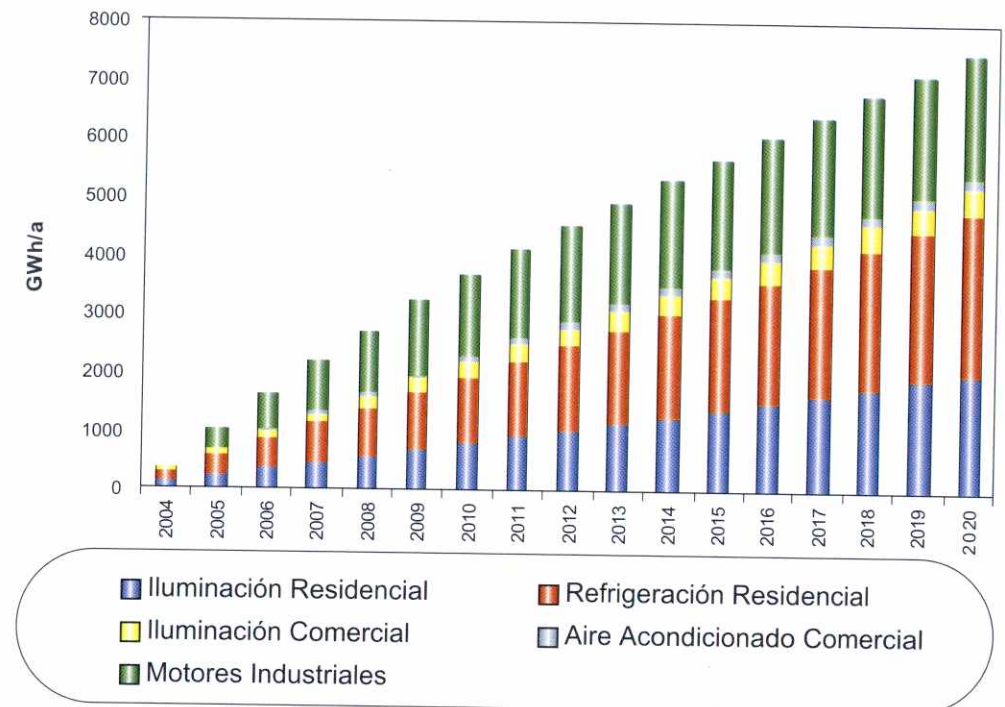
La primera fase del programa CONOCE afectará la toma de decisiones de los usuarios en el momento de escoger los equipos de uso final de energía. El ahorro de energía eléctrica al 2020 debido a una penetración más rápida de equipos de alta tecnología en los sectores residencial, comercial e industrial, puede alcanzar los 7500 GWh/a, cerca del 8% de la demanda total de electricidad para ese mismo año en el escenario base.

En el sector residencial, hacia el año 2020 la participación de bombillos y neveras eficientes puede incrementarse desde un 14 % en el caso base hasta valores cercanos al 50%. Se puede esperar un ahorro cercano a los 4700 GWh para ese mismo año.

En el sector comercial, los ahorros debidos al programa son menores, pues sumando la iluminación y equipos de aire acondicionado eficientes, se espera un ahorro del orden de 637 GWh en el año 2020. En el caso base, dado que el comercio responde bien a los precios, la participación de equipos eficientes puede alcanzar el 30% y con el programa CONOCE se lograría duplicar dicha participación.

Los motores eficientes impulsados en la industria mediante el programa CONOCE cambiarían su participación desde 25% en el caso base hasta un 70% en el 2020 y pueden generar un ahorro adicional cercano a los 2000 GWh en el mismo año.

GRÁFICA No. 36
AHORROS DE ELECTRICIDAD POR EL PROGRAMA CONOCE



En el caso de Alumbrado público se realizó un ejercicio de tipo puntual, en el que se supone reemplazar 280.000¹⁸ luminarias convencionales de mercurio (125W) por sodio de alta presión (70 W) con lo que se genera un ahorro del orden de 70 GWh. Dado que el costo de la energía debe ser asumido por las alcaldías¹⁹, en este caso la cantidad de energía no es tan relevante como el ahorro en dinero, que puede ser del orden de 9.500 millones de pesos. Debe destacarse el gran impacto económico en las finanzas municipales por la realización de este tipo de proyectos, que permite liberar recursos para la atención de necesidades de carácter social.

¹⁸ En el país se estima un total de 2.640.000 luminarias de las cuales solamente 340.000 son de Sodio
¹⁹ Quienes pueden transferirlo a los usuarios



Plan Energético Nacional

**Garantizar
el Aporte
a la Balanza
Comercial
y a los Ingresos
de la Nación**

GARANTIZAR EL APORTE A LA BALANZA COMERCIAL Y A LOS INGRESOS DE LA NACIÓN

El aporte de las exportaciones de energía, principalmente petróleo y carbón, a la balanza comercial es de gran importancia. Sin embargo, las condiciones actuales podrían implicar una importante declinación de la producción de petróleo, reduciendo sustancialmente su aporte. En el mediano plazo debe buscarse la forma de mitigar su efecto en la balanza, combinando diferentes estrategias de los energéticos producidos en el país y en el largo plazo tratando de aumentar nuevamente las reservas de petróleo.

La necesidad de mantener o incrementar el nivel de exportaciones de petróleo, pasa por incrementar la actividad exploratoria, la cual se encuentra en niveles bastante bajos, a pesar de las modificaciones contractuales que se han realizado en los últimos diez años.

En el tema de los combustibles líquidos, se requiere adoptar medidas que reduzcan la dependencia de la gasolina y el diesel, en previsión de que Colombia se vuelva importadora de crudo y/o derivados.

En carbón se requiere concertar estrategias de comercialización de carbones diferentes a los del Cerrejón, con el fin de diversificar la oferta de carbones colombianos. Debido a que no siempre el interés de los propietarios del Cerrejón es el de maximizar su producción, se hace necesario darle cabida y oportunidades a otros productores. Los objetivos de una mayor exportación tendientes a maximizar la generación de divisas y/o regalías pueden no coincidir con los objetivos de las compañías multinacionales y sus estrategias empresariales.

Un aspecto que dilata el desarrollo de proyectos de petróleo y minería del carbón, es el relativo a la metodología a seguir para los trámites ambientales, siendo necesario disminuir en forma sustancial los plazos que ellos requieren. Así mismo, hay que desarrollar procedimientos y acciones para agilizar y hacer efectivas las audiencias con comunidades involucradas con el desarrollo de este tipo de proyectos.

PETRÓLEO Y DERIVADOS

En materia de hidrocarburos líquidos, petróleo y derivados, se pretende mantener y de ser posible incrementar su aporte a la generación de divisas, lo cual puede lograrse por medio del aumento de las exportaciones y/o disminución de las importaciones.

Incrementar la producción de crudo

- El papel de ECOPETROL deberá concentrarse prioritariamente, en la exploración y producción de petróleo.
- Mitigar las restricciones que obstaculizan la exploración.
 - Mejorar las condiciones de orden público y aumentar la seguridad y protección a la infraestructura petrolera.
 - Permitir a los contratos de asociación 50% - 50% en etapa de exploración pasar a contratos de asociación 70% - 30%.
 - Mejorar el seguimiento al cumplimiento de las obligaciones exploratorias y minimizar las prorrogas a los plazos de dichas obligaciones.
 - Establecer alianzas estratégicas con compañías establecidas en el país para agilizar proyectos exploratorios definidos por ECOPETROL.
 - Agilizar al máximo las licencias ambientales y la negociación con las comunidades.
- Aumentar la producción de las reservas remanentes conocidas.
 - Promover la producción incremental en los campos actualmente en producción, en áreas de producción de ECOPETROL, aprovechando la infraestructura existente.
 - Diseñar esquemas contractuales orientados a estimular el desarrollo de campos pequeños, teniendo en cuenta la participación de la industria nacional.

A partir del 2006 la producción de ECOPETROL, incluyendo regalías de los socios, no sería suficiente para atender la demanda interna y deberá comprarle crudo a sus socios privados. El impacto en la balanza de pagos, es similar a importar el crudo del exterior. Este panorama plantea dos líneas estratégicas complementarias: por una parte, mitigar las restricciones que obstaculizan la exploración con el fin de incrementar las reservas con efectos de mediano plazo, y por la otra, aumentar la producción de las reservas remanentes conocidas, con efectos de corto plazo.

La nueva exploración, resultante de la reactivación de la suscripción de contratos de asociación y la ronda 2000, solo tendrá efecto en un horizonte mayor a 5 años. Con un escenario optimista de nuevos descubrimientos el país no perderá su autosuficiencia en hidrocarburos y, eventualmente, generaría excedentes para exportar al final de la presente década.

Con las modificaciones realizadas a los términos contractuales, fiscales y de regalías, la contratación petrolera en Colombia es suficientemente competitiva. De acuerdo con los estudios realizados por IHS Energy y con opiniones de diferentes compañías petroleras presentes en el país, las modificaciones realizadas a los términos contractuales, fiscales y de regalías, mejoraron la competitividad de la contratación petrolera en Colombia.

Esta situación se refleja en la reactivación de la suscripción de nuevos contratos de asociación. Existe un número importante de contratos de asociación (como se muestra en la siguiente tabla), que de lograr implementar sus programas de exploración, garantizarían la generación de excedentes en el largo plazo.

Aunque las últimas modificaciones al tema de las regalías solo quedaron en firme con la expedición de la Ley 756 de julio de 2002, después de los problemas que hubo de inexecutable de las leyes anteriores, hasta ahora estas nuevas circunstancias y contratos

no se ven totalmente reflejados en las actividades de terreno. En el año 2001 se perforaron 15 pozos A3 mientras que en 2002 se perforaron 25 pozos A3. También es preocupante los aplazamientos de las obligaciones contractuales que se observan y el número de contratos de asociación renunciados.

Actividad Contractual Petrolera

Contratos	1999	2000	2001	2002
Aprobados	6	18	21	7 ACTUALIZAR
Vigentes	98	115	128	111 ACTUALIZAR
Renunciados	14	15	18	22 ACTUALIZAR
Suscritos	1	32	28	15 actualizado

Actividad contractual a Septiembre de 2002 [ACTUALIZAR]

Fuente: ECOPETROL, Departamento de Estadísticas Acipet.

A través del actual Plan de Desarrollo, "Hacia un Estado Comunitario", se espera incorporar reservas adicionales por 1000 millones de barriles de petróleo en el periodo 2003-2006, mediante la promoción de la inversión privada nacional y extranjera. Para lograr la meta se desarrollarán 7000 kilómetros de sísmica, se perforarán alrededor de 100 pozos exploratorios, y se espera suscribir en promedio 20 contratos de asociación anuales

Una explicación a la falta de interés de las compañías petroleras en los últimos años, podría estar en el incremento del conflicto armado y el deterioro de las condiciones de orden público que entorpecen que la exploración se lleve a cabo, incrementando los costos y quizás originando la renuncia de contratos. Sin embargo también cabe decir, que allí donde hay buenas perspectivas de ganancia, las compañías petroleras están acostumbradas a trabajar en medio de guerras, y de esto hay ejemplos, como es el caso de ciertos países africanos y asiáticos.

De cualquier modo, un punto crucial para garantizar una adecuada campaña exploratoria está en mejorar las condiciones de orden público y aumentar la seguridad y protección a la infraestructura petrolera. Esto se enmarca dentro del objetivo gubernamental de seguridad democrática del país.

Otro aspecto que ha afectado la exploración y que no depende de la parte colombiana está en la capacidad financiera y de gestión de las empresas que están ingresando al país.

Como acciones adicionales a las ya tomadas por el gobierno nacional y ECOPETROL se plantean:

- Establecer programas mas agresivos de exploración en los nuevos contratos, con énfasis en la perforación de pozos A3 (exploratorio).
- Permitir a los contratos de asociación 50% - 50% en etapa de exploración pasar a contratos de asociación 70% - 30%, para que a cambio, los socios asuman programas agresivos en perforación de pozos A-3.

- Mejorar el seguimiento al cumplimiento de las obligaciones exploratorias y minimizar las prorrogas a los plazos de dichas obligaciones. La gestión de ECOPETROL debe estar orientada a eliminar las barreras que llevan a los socios a solicitar extensión de los plazos o a congelar áreas.
- En ciertos casos, se podrían establecer alianzas estratégicas con compañías establecidas en el país para agilizar proyectos exploratorios definidos por ECOPETROL.
- Agilizar al máximo las licencias ambientales y la negociación con las comunidades.

Dos elementos que han jugado y siguen jugando un papel restrictivo para el rápido desarrollo de las campañas exploratorias son la obtención de la licencia ambiental y la negociación con las comunidades.

En primer lugar, se requieren modificaciones en la metodología para los trámites ambientales en las fases de sísmica y exploración petrolera para disminuir en forma sustancial los plazos y los trámites para la obtención de la licencia ambiental.

En segundo lugar es necesario desarrollar procedimientos y tomar acciones para agilizar y hacer efectivas las audiencias con comunidades involucradas con el desarrollo de proyectos petroleros. Deberán diseñarse las herramientas que permitan identificar las zonas explorables desde el punto de vista ambiental y de prospectiva petrolera y los requerimientos globales de evaluación ambiental en dichas zonas.

Como complemento a lo expresado anteriormente, el incremento de la producción de los yacimientos conocidos con reservas remanentes explotables es una prioridad inmediata e implica:

- Promover la producción incremental en los campos actualmente en producción, en áreas de producción de ECOPETROL, aprovechando la infraestructura existente. Combinando, con el fin de aprovechar al máximo los recursos disponibles, la inversión directa por parte de ECOPETROL en unos casos, con el desarrollo de asociaciones con capital privado en otros.
- Diseñar esquemas contractuales orientados a estimular el desarrollo de campos pequeños, teniendo en cuenta la participación de la industria nacional.

b) Papel de ECOPETROL en la exploración y producción de petróleo

Dada la situación crítica en materia de reservas petroleras que enfrenta el país, en las actuales circunstancias el papel de ECOPETROL debería concentrarse prioritariamente, en la exploración y producción de petróleo.

ECOPETROL no debe pretender reemplazar la tarea de las empresas petroleras en la búsqueda de petróleo, la empresa deberá complementar con sus esfuerzos la labor de las petroleras privadas y extranjeras, y deberá estar preparada para llenar los vacíos que se produzcan.

El Plan de Desarrollo (2002), asume una incorporación de reservas en el cuatrienio de 1000 millones de barriles, con desarrollo de sísmica, contratos de asociación y pozos exploratorios.

Ya no es momento para plantearse el dilema sobre si la exploración debe ser realizada únicamente por las empresas privadas, o si ECOPETROL debe o no explorar. En este momento se requiere explorar y en ello deben participar todos, tanto privados como públicos, con todos los recursos al alcance.

Es así como, sin descuidar las labores e inversiones que ECOPETROL tiene actualmente en otras actividades, la empresa no debería distraer recursos y esfuerzos en expandir o desarrollar aquellas actividades que pueden ser realizadas por el sector privado. Tal es el caso de la refinación y de la petroquímica.

Otras estrategias que se pueden implementar por parte de ECOPETROL son:

- Mantener vigente la infraestructura de transporte de crudo como activo estratégico para atraer inversiones exploratorias.
- Comprar reservas en el exterior, práctica de negocios común en la industria petrolera tanto por compañías privadas como por compañías estatales para aumentar su base de reservas.

c) Producción y exportación de productos petroquímicos y refinados de mayor valor agregado

Tal como está planteado en el documento CONPES 3154 de enero de 2002, se quiere desarrollar la petroquímica en el país, para ello se necesitan insumos obtenidos a partir de las refinerías.

Exportar productos petroquímicos y refinados (en el caso de aquellos que sean excedentes), que tienen mayor valor agregado, es beneficioso para la productividad interna del país y para la generación de divisas. En el caso de los refinados, el mercado más atractivo es Centroamérica, tanto por su cercanía, como por ser una región netamente importadora.

Sin embargo, dado el nivel de riesgo de los mercados de los refinados, y las altas inversiones necesarias tanto en los proyectos petroquímicos como en refinación, es preferible que estas sean realizadas por capital privado.

Desarrollar adecuadamente la cadena de generación de valor de la industria petrolera

- Exportar productos petroquímicos y refinados (en el caso de aquellos que sean excedentes).
- Establece políticas para facilitar la inversión privada en estas actividades, bien sea mediante acuerdos comerciales de abastecimiento de materias primas para los proyectos o asociándose mediante el aporte de activos de la nación en emprendimientos conjuntos.

Para promover la inversión privada en petroquímica y refinación, ECOPEPETROL establecerá políticas para facilitar la inversión privada en estas actividades, bien sea mediante acuerdos comerciales de abastecimiento de materias primas para los proyectos, o asociándose mediante el aporte de activos en emprendimientos conjuntos.

En cualquier caso, ECOPEPETROL, para no distraer recursos más necesarios en otras áreas, debe abstenerse de invertir en forma directa o a través de BOMTs o figuras similares en proyectos de petroquímica o de refinación, por lo que deberá buscar socios estratégicos y/o inversionistas privados. Hay que hacer especial mención al principal proyecto que actualmente está planteado, como es el Plan Maestro de Desarrollo la refinería de Cartagena (PMD), que sirve de fuente de materias primas para el proyecto petroquímico de la Planta de Olefinas, el cual sería realizado por inversionistas privados.

El Plan de Desarrollo 2003-2006, establece que el PMD se hará "con la mayor participación privada posible y con financiación parcial de la enajenación de inversiones no estratégicas de ECOPEPETROL".

d) Disminución de la dependencia en la gasolina y el diesel en la oferta de combustibles para el mercado automotor

Con el fin de disminuir la dependencia del país de estos dos combustibles, y también por razones ambientales, se deben desarrollar fuentes alternas de combustibles y métodos más eficientes de transporte en largas distancias.

Para ello se debe prestar especial atención a:

- Mayor impulso del gobierno nacional al programa de GNV, el cual se está desarrollando con capital privado. Aunque se han dado incentivos, especialmente a nivel de exenciones arancelarias para la importación de los equipos, se requiere una definición de política más coherente, especialmente en lo que se refiere al precio de venta al público del diesel, el cual se ha venido rezagando. Se requiere entonces, una política de precios del diesel y la gasolina tendientes a reflejar el mercado internacional.
- Desarrollo del programa de alcohol carburante y de Biodiesel, de manera tal que sustituyan por lo menos el 10% de la gasolina y el diesel que actualmente se consumen.

El programa de alcohol, esbozado en la Ley 693 de 2001, cumple además de la sustitución otros objetivos: desarrolla una industria de trascendencia para el sector agrícola y tiene un importante componente ambiental al mejorar la calidad del aire en las principales ciudades. Se debe estructurar un plan para definir conjuntamente con los productores agrícolas, en que condiciones contractuales se les va a comprar el producto, con el fin de garantizar las inversiones que estos realicen para cumplir con las metas propuestas. Este proyecto tendrá un impacto positivo en el sector agroindustrial de la caña de azúcar principalmente, y promovería su desarrollo en otras regiones del país.

Disminución de la dependencia en la gasolina y el diesel en la oferta

- Desarrollar fuentes alternas de combustibles
 - Impulso del gobierno nacional al programa de GNV. Entre otros: a través de la política de precios.
 - Desarrollo del programa de alcohol carburante y de Biodiesel.
- Métodos más eficientes de transporte
 - Transporte masivo urbano.
 - Construcción de túneles en alta montaña, en carreteras de elevado tráfico.
 - Mejoramiento y utilización plena del transporte fluvial y ferroviario.
- Combatir el robo y el contrabando de combustible.
 - Estructurar un control centralizado, tanto de las estaciones de servicio como de los centros de despacho y los camiones cisterna.
 - Instrumentación y equipos de alta tecnología que permitan identificar en tiempo real la perforación de los tubos y la ubicación del punto afectado.

Para el Biodiesel se debe establecer un programa de iguales magnitudes al del alcohol, incluyendo la promulgación de una Ley similar, ya que los beneficios para este caso, dada la fuerte tendencia hacia la dieselización del parque en Colombia, serían aún de mayores repercusiones económicas, sociales y ambientales. De igual manera se abriría un amplio mercado para el cultivo de palma africana, que eventualmente podría reemplazar cultivos ilícitos.

- Continuar apoyando las estrategias de transporte urbano masivo, tipo TRANSMILENIO, en las principales ciudades, pues optimiza el consumo de combustibles. En la actualidad existe en Bogotá pero se está pensando implementarlo en Cali, Barranquilla, Cartagena, Medellín, Bucaramanga y Pereira.
- Construcción de túneles en alta montaña, en carreteras de elevado tráfico (La Línea, vía a Cúcuta, vía a Buenaventura, etc.). Estos suponen un importante ahorro de combustible para los transportistas de carga.
- Mejoramiento y utilización plena del transporte fluvial y ferroviario. En nuestro país no le hemos dado la importancia que merecen estas modalidades de transporte, que mejorarían la competitividad de nuestra industria con miras a la exportación de productos de gran volumen y tonelaje. La utilización racional de estas opciones implicaría un importante ahorro de combustible, dado que tienen una mejor relación de peso efectivo transportado por unidad de combustible consumida.

e) Combatir el robo y el contrabando de combustible

Se debe propender por buscar una solución a este problema que afecta seriamente las finanzas de la nación, los entes territoriales, y el mismo ECOPEPETROL.

Los volúmenes involucrados son preocupantes: 7.000 BPD de combustibles robados y un estimado de 13.600 BPD de contrabando². Los montos ascienden a US\$ 67 millones anuales por robo de producto (ingreso al productor), y US\$ 145 millones anuales por impuestos dejados de percibir, sumados el robo y el contrabando.

² La reciente emergencia de suministro de gasolina en el Venezuela arroja cifras que sugieren un sobre-dimensionamiento de esta cifra. Es necesario hacer mediciones in situ para evaluar el problema en su verdadera magnitud.

Para tratar de solucionar parcialmente el tema del contrabando en los departamentos fronterizos, la Ley 681 de 2001, autoriza la venta de combustibles exentos de IVA y de Impuesto Global en los departamentos fronterizos.

La expedición de esa ley no ha causado el efecto deseado y puede estar propiciando el contrabando técnico al interior del país. Adicionalmente, ha creado situaciones contrarias al espíritu de la Ley, ya que los precios en la frontera con el Ecuador a partir de febrero de 2003 son más altos que en Colombia, aún sin las exenciones.

PRECIO DE VENTA AL PÚBLICO US\$/GALÓN					
Octanaje	GASOLINA MOTOR SIN PLOMO		GASOLINA MOTOR CON PLOMO		DIESEL
	80/84	94/96	80/84	94/96	
VENEZUELA		0.23		0.17	0.11
COLOMBIA	1.21	1.36			0.84
ECUADOR	1.48	2.01			0.91

Fuente: Arpel, Febrero de 2003

Para controlar el contrabando y el hurto de combustible, se debe estructurar un control preferiblemente electrónico y centralizado, tanto de las estaciones de servicio como de los centros de despacho y los camiones cisterna, buscando impedir la comercialización de combustibles ilícitos a través de canales de distribución lícitos.

La magnitud del daño ocasionado por los hurtos en poliductos, justifica invertir en instrumentación y equipos de alta tecnología que permitan identificar en tiempo real la perforación de los tubos y la ubicación del punto afectado.

Tanto para el hurto como para el contrabando se requiere que las estrategias arriba planteadas sean acompañadas por pie de fuerza policivo especializado, equipado con armamento y suministros adecuados, soportado por personal que desarrolle labores de inteligencia.

GAS NATURAL³

Existen reservas probadas en Colombia suficientes para atender la evolución de su demanda durante la presente década y desarrollar proyectos de exportación moderados. Prioritariamente se debe promover la interconexión con Venezuela primero y luego con Panamá. Ecuador representa también un mercado posible de exportación.

³ Gran parte de las conclusiones y recomendaciones aquí mostradas se desprenden del estudio "Posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia - Venezuela", 2002, UPME (Col) - MEM (Ven)

El Plan de Desarrollo 2003-2006, establece que los productores de gas natural podrán disponer de las reservas de este energético para el mercado de exportación, y que el Gobierno Nacional definirá los límites e instrumentos para garantizar el abastecimiento interno, respetando los contratos de exportación pactados.

Venezuela tiene reservas probadas de gas 20 veces superiores a las de Colombia (148 TPC), sin embargo el occidente venezolano tiene un déficit⁴ de aproximadamente 500 MPCD, dado que las mayores reservas quedan ubicadas en el oriente del país y no se dispone aún de la infraestructura de transporte requerida para llevarlas hasta la región occidental, la cual está muy cercana a las reservas de gas de la Guajira colombiana.

Esta circunstancia abre la posibilidad de exportar gas desde Colombia a Venezuela a través de un gasoducto en la ruta Ballena -Maracaibo. Por lo anterior se está pensando en exportar una base de 150 MPCD por un periodo de 8 años, tiempo y volumen que permiten dinamizar la demanda y desarrollar la oferta. El gasoducto debería entrar en operación a más tardar en el 2005, acompañado del desarrollo del Proyecto Catalina, con inversiones de alrededor de US\$150 millones, aumentando así el nivel de producción de los campos de la Guajira.

Promover las exportaciones de Gas Natural

- Exportación de Gas a Venezuela: gasoducto en la ruta Ballena - Maracaibo, acompañado del desarrollo del Proyecto Catalina.
- Exportación de Gas a Panamá.
- Desarrollo de marco regulatorio internacional.

En caso de que el mercado del occidente venezolano tenga excedentes, bien sea por la interconexión con el oriente de Venezuela (Anaco), o bien por el desarrollo de reservas de gas en el área de Maracaibo, se podría generar competencia entre el gas de la Guajira y el gas venezolano.

Para Colombia, la importación de Venezuela no cambiaría sustancialmente la competitividad del gas en su mercado interno. En otras palabras, los sectores donde tradicionalmente ha sido difícil la penetración del gas, continuarán en la misma situación y los sectores receptivos continuarán siéndolo.

La conexión gasífera a Panamá sería el paso siguiente al proyecto a Venezuela, y estaría alimentada en un principio por gas colombiano, y posteriormente por gas venezolano dadas la configuración actual de reservas de los dos países.

⁴ La zona occidental que comprende la zona del lago de Maracaibo y su área de influencia, tiene una demanda de gas que en la actualidad está siendo parcialmente atendida con gas asociado, pero su disponibilidad está sujeta al comportamiento de la producción de crudo, lo que afecta la continuidad del suministro a los generadores térmicos y a los usuarios industriales.

En cuanto a la realización de un proyecto de exportación a Ecuador, el riesgo principal está representado en la potencial competencia del gas del Perú. Existe incertidumbre respecto al precio a que llegará el gas del yacimiento de Camisea a Lima. Resta comparar la competitividad con respecto a llevar gas a Ecuador desde allí o desde Cali, donde está el extremo sur del gasoducto de Ecogas.

Hacia el futuro es importante proyectar el potencial desarrollo del mercado andino integrado para este energético, donde se consideren las posibilidades reales de interconexión y expansión, junto con la armonización de los marcos regulatorios de los diferentes países, en forma similar a lo ya realizado para las interconexiones eléctricas

El desarrollo de proyectos de exportación, así como una política adecuada de precios de gas natural, incentivan la actividad exploratoria de gas natural en el país, especialmente en los prospectos mar afuera en el Caribe, los cuales tienen un buen potencial.

SECTOR ELÉCTRICO

El Sistema Eléctrico Colombiano a partir del racionamiento de 1992 ha venido analizando la posibilidad de interconectarse con los países vecinos, con el fin de intercambiar energía para suplir deficiencias coyunturales en el suministro. Sin embargo los episodios de escasez que han vivido Venezuela y Ecuador en los últimos años, ha puesto de presente que es posible también exportar electricidad, especialmente cuando en el país se tiene un excedente de capacidad instalada.

En el último año se ha avanzado sustancialmente en lograr acuerdos con Ecuador, Venezuela y Perú en materia regulatoria para hacer posible el desarrollo de un mercado eléctrico andino.

Las expectativas de este mercado son muy interesantes. La región tiene una extensión de 4.7 millones de Km², una población de 110 millones y un PIB de US\$270 billones.

La capacidad instalada de los cuatro países es de 40.000 MW y tiene un consumo anual de energía de 150.000 GWh aproximadamente. El siguiente cuadro muestra las principales características eléctricas de los cuatro países.

Promover las exportaciones de electricidad

- Incrementar la capacidad de intercambios con Ecuador y Venezuela.
- Exportación de Electricidad a Panamá.
- Desarrollo de marco regulatorio hacia un mercado eléctrico andino.

Sistema Eléctrico Andino 2002

PAÍS	Capacidad Instalada Mw	Demanda Máxima Mw	Consumo energía GWh -año	Generación Hidráulica %	Sistema de Transmisión Kv
Colombia	13000	8000	42000	65	500/230
Ecuador	3000	2000	10500	50	230/130
Perú	5000	2700	17500	60	230/138
Venezuela	19000	11000	80000	65	765/400/230
Total	40000		150000		

La actual infraestructura de interconexión tiene una capacidad de 275 MW con Venezuela y de 200 MW con Ecuador. El potencial de intercambio identificado por la CIER, es de 1000 MW con Venezuela y de 400 MW con Ecuador.

Con respecto a Centroamérica existe un mercado potencial cuya factibilidad aumenta en la medida en que la interconexión propuesta en el SIEPAC entre Guatemala y Panamá se lleve a cabo. Actualmente, se está estudiando por parte de ISA las diferentes alternativas de trazado y de costos para esta interconexión.

La integración eléctrica regional genera beneficios para los países, a través de la disminución de costos operativos, la mejor utilización de los recursos, el incremento de la confiabilidad y la exportación de excedentes.

Existe la voluntad de las autoridades energéticas de los países, de buscar la integración de los mercados eléctricos del área Andina. Para ello se han definido dos fases, una primera de coordinación de mercados, y una segunda de integración de los mismos.

Algunas de las actividades identificadas en la primera fase son:

- Coordinación entre Administradores de los mercados
- Garantías de pago
- Coordinación de despachos
- Transacciones "spot"
- Libre acceso a los enlaces de interconexión
- Pago por capacidad
- Remuneración de enlaces
- Planificación coordinada de la expansión

La segunda fase incluye aspectos como:

- Reglas comunes
- Regulador regional
- Administrador único
- Coordinación de operación

Estos puntos forman parte de un Acuerdo de Entes Reguladores y de los Ministros de Minas y Energía de la Comunidad Andina de Naciones CAN para la creación de un mercado unificado eléctrico, el cual fue publicado en la Gaceta de la CAN. En este aspecto los países que más han trabajado en la armonización de sus marcos regulatorios, son Colombia y Ecuador⁵.

CARBÓN

a) Carbón Térmico:

La minería del carbón con vocación exportadora, es la gran minería localizada en la Costa Atlántica. En ocasiones excepcionales la pequeña y mediana minería del interior del país puede suministrar producciones con destino a la exportación⁶, pero su participación en el total es marginal, no llega a superar el 5% de las exportaciones.

En este sentido el mercado internacional del carbón colombiano, en lo que se refiere al carbón térmico, estaría atendido básicamente por los desarrollos mineros de la Guajira y el Cesar.

El máximo aprovechamiento de la capacidad de producción para los mercados internacionales depende en el corto y mediano plazo fundamentalmente de una estrategia que garantice el acceso adecuado a la infraestructura de transporte y embarque del carbón de tal manera que se asegure la competitividad de los agentes productores.

Es importante tener en cuenta, que debido a la concentración de la explotación mundial del carbón en manos de pocas compañías multinacionales, las metas de exportación pueden alejarse de los máximos de producción, con lo cual las regalías recibidas pueden diferir de las esperadas.

Para asegurar la posición exportadora de Colombia en el largo plazo, se requiere una estrategia para promover la inversión privada nacional e internacional que permita el desarrollo y consolidación de proyectos carboníferos de considerable magnitud, fundamentada en la existencia de una legislación competitiva y en la disponibilidad de un portafolio de proyectos carboníferos resultante de la intensificación de la actividad de exploración geológica.

De la misma forma es indispensable una labor permanente de monitoreo y evaluación de mercados que de señales sobre el posicionamiento del carbón colombiano frente a sus más cercanos competidores para analizar el impacto de posibles reducciones de los volúmenes demandados y de precios como consecuencia de medidas de mitigación ambiental, como

⁵ Los textos de los Acuerdos pueden consultarse en la página web de la CREG, www.creg.gov.co

⁶ Como sucedió en el año 2001 con la minería carbonífera de Antioquia

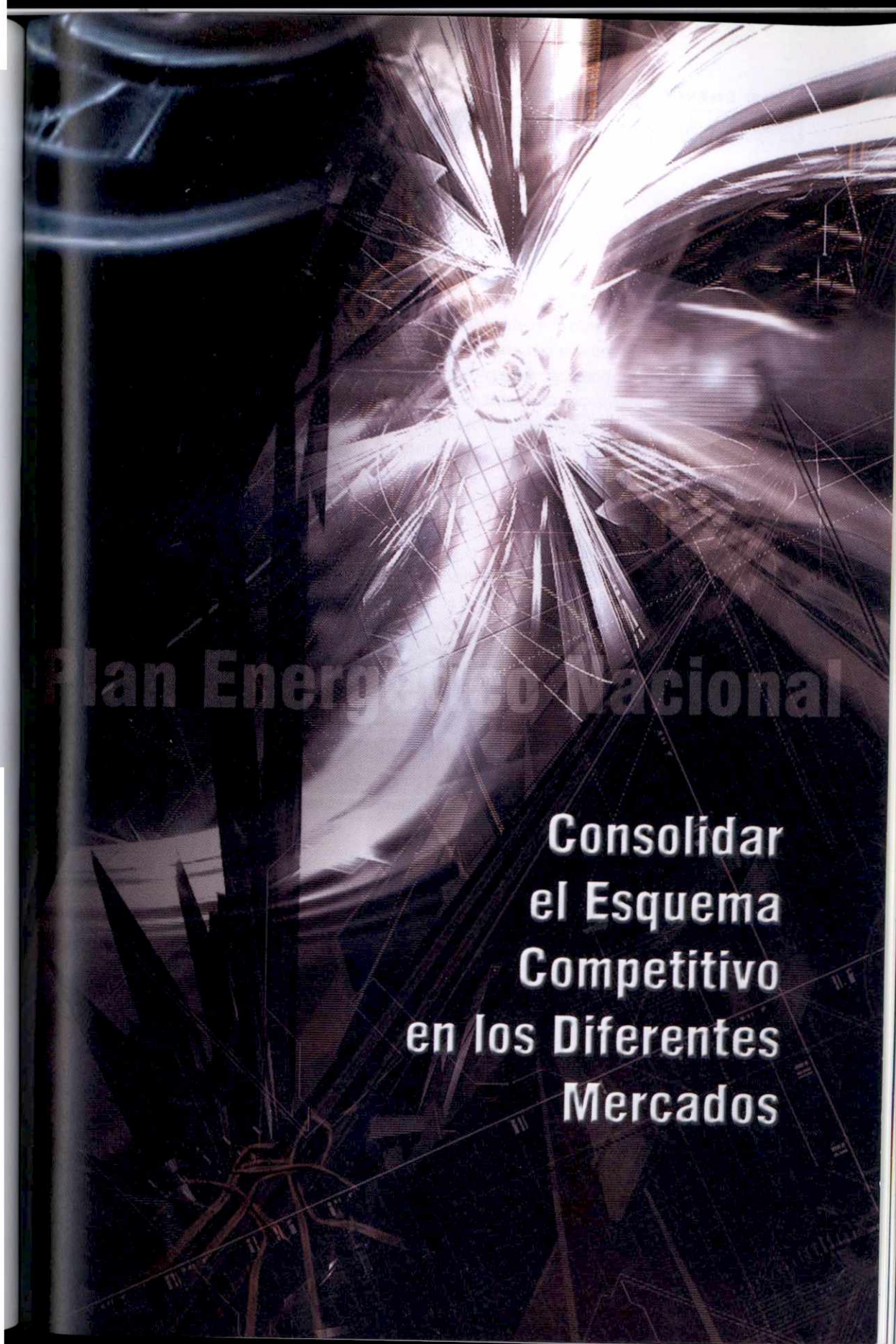
por ejemplo las que se deriven de la Convención Marco de Cambio climático, especialmente del Protocolo de Kyoto.

Carbón Térmico	Carbón Metalúrgico / Coque
<ul style="list-style-type: none"> • Acceso garantizado a una adecuada infraestructura de transporte • Estrategia para promover inversión privada • Portafolio de proyectos carboníferos • Monitoreo y evaluación de mercados 	<ul style="list-style-type: none"> • Cambios profundos en la infraestructura de transporte de carga pesada: <ul style="list-style-type: none"> - Túnel de la línea - Adecuación red ferroviaria - Puertos secos - Centros de acopio - Facilidades portuarias - Transporte fluvial • Monitoreo y evaluación de mercados.

b) Carbón metalúrgico:

El desarrollo de la minería de este tipo de carbón y de subproductos como el coque, está centrado en el mercado internacional. Para que este mercado se desarrolle, se hace necesario como primera medida efectuar profundos cambios en la infraestructura de transporte de carga pesada en el interior del país.

Mientras no se desarrollen aspectos tales como la adecuación de la red ferroviaria, la construcción de obras como el túnel de la línea, así como de puertos secos, centros de acopio y facilidades portuarias, el desarrollo del carbón metalúrgico seguirá siendo pequeño. Tanto en el caso de los mercados del Pacífico como del Caribe, una mejor infraestructura de transporte y de embarque podría ofrecer una mayor competitividad a este tipo de productos.



Plan Energético Nacional

**Consolidar
el Esquema
Competitivo
en los Diferentes
Mercados**

CONSOLIDAR EL ESQUEMA COMPETITIVO EN LOS DIFERENTES MERCADOS

Las ventajas de la competencia radican fundamentalmente en la obtención de precios menores por efecto de la mayor eficiencia productiva de las empresas. Esta condición debe incentivarse por parte del Estado e intervenir los mercados solo cuando las condiciones de competencia se alteren por efecto de abusos de posición dominante. Para lograr plenamente el objetivo de consolidar el esquema competitivo, se requiere fortalecer las leyes antimonopolio y los mecanismos de control a los abusos de posición dominante en las actividades monopólicas o de poca competencia.

Es importante resaltar que para lograr un mercado competitivo que englobe los diferentes energéticos, es necesario que exista una política coherente de precios de los mismos. Esto no necesariamente significa que sea indispensable liberarlos a todos ellos. Puede haber mezcla de precios regulados y libres, pero todos deben incorporar los costos de producción y transacción. Lo anterior implica necesariamente evitar la intervención administrativa de los precios y tarifas, situación registrada en el pasado en el caso de los combustibles líquidos en Colombia.

Con una política de precios entre energéticos que no favorezca artificialmente la competitividad de uno frente a los otros puede lograrse una mejor eficiencia asignativa. Para ello se deben analizar los efectos de las externalidades (como las ambientales) y de ser necesario, incluirlos en los precios a través de impuestos o incentivos según sea el caso.

Es claro que en algunos segmentos de las cadenas energéticas, en los cuales no existen economías de escala que configuren monopolios naturales, es posible el desarrollo de mercados competitivos. Así lo ha adoptado el país en la legislación de gas natural, electricidad y GLP.

En el caso de los derivados del petróleo, en especial la gasolina motor y el ACPM, la legislación en términos del impulso a la competencia se encuentra menos desarrollada. En este caso se requieren crear condiciones propicias para que entren nuevos participantes en el mercado nacional, aumentando la competencia desde la refinación hasta la distribución, permitiendo que los precios tiendan a reflejar valores de mercado.

Con respecto a la producción de petróleo y carbón los precios reflejan su competencia en el mercado mundial; para el gas natural, dado que no se transa a nivel internacional, aparecen restricciones en cuanto a concentración de la oferta.

En conclusión, donde sea posible y efectivamente se puedan lograr beneficios en términos de precios y calidad, se deberán incentivar los esquemas competitivos bien sea en el mercado propiamente dicho o en la adjudicación de contratos o concesiones de largo plazo. Donde no sea posible, se deberán regular los precios en busca de lograr eficiencia en la prestación de los servicios por parte de monopolios. Y en todos los casos, se deberán establecer estándares de calidad de obligatorio cumplimiento.

Un problema que se ha detectado en las empresas con participación del Estado pertenecientes al sector energético, es que algunas de ellas poseen roles de juez y parte. El actual dilema que se presenta en la definición de los objetivos corporativos, se eliminaría en la medida en que se separen los roles de política social y gubernamentales, de los netamente empresariales. Esto permitiría una mayor eficiencia de las empresas y mayor claridad en los objetivos gubernamentales.

Separar roles empresariales de los de política gubernamental en las empresas del sector energético en las cuales el Estado tenga participación.

- Separar de ECOPETROL las funciones que no corresponden a una empresa petrolera.
 - Crear una entidad Estatal que se encargue de roles no corporativos:
 - Administración del mapa de tierras.
 - Promoción, asignación, negociación y contratación de nuevos y bloques exploratorios.
 - Administración de los futuros contratos de exploración y producción de petróleo.
 - Responsabilidad de garantizar el abastecimiento de combustibles del país.
 - Asumir políticas de subsidios en los precios de los combustibles.

HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

a) Rol corporativo de ECOPETROL

El actual dilema que se presenta en la definición de los objetivos corporativos de ECOPETROL se eliminaría en la medida en que se separasen los roles de política social y gubernamentales de los netamente empresariales. Es necesario separar las funciones que no corresponden a una empresa petrolera. Adicionalmente se requiere la autonomía financiera y administrativa para la empresa.

Para que pueda desempeñarse con la eficiencia y libertad propia de una compañía petrolera se requiere separar de la empresa todas aquellas funciones, costos y beneficios que claramente le corresponden a otras entidades del Estado, entre las que se destacan:

- Administración del mapa de tierras.
- Promoción, asignación, negociación y contratación de nuevos bloques exploratorios.
- Administración de los futuros contratos de exploración y producción de petróleo.
- Responsabilidad de garantizar el abastecimiento de combustibles del país.
- Asumir políticas de subsidios en los precios de los combustibles.

Es de anotar que este tipo de proceso de deslindar actividades empresariales de responsabilidades gubernamentales, ha sido aplicado con resultados positivos para el Estado y para la compañía petrolera en empresas estatales como PETROBRAS en Brasil y STATOIL en Noruega, casos en los cuales se creó una entidad estatal separada, encargada de los roles gubernamentales.

b) Esquemas de competencia

Las ventajas de la competencia en aquellos segmentos del mercado donde sea posible son indudables, especialmente por las mejoras en la eficiencia productiva y en la organización del mercado interno de los derivados del petróleo.

Es necesario tomar una serie de medidas que garanticen mayor competencia en el mercado y que le den mayor dinamismo a la participación privada en éste.

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

En cuanto a la exploración y producción de petróleo, se requiere incentivar el nacimiento y consolidación de una industria privada petrolera nacional, enfocada a la explotación de pequeños yacimientos, cuyo tamaño los hace poco atractivos para las empresas internacionales y para el mismo ECOPETROL.

Promover esquemas de competencia. Petróleo

- Incentivar el nacimiento y consolidación de una industria privada petrolera nacional, que sea capaz de explotar pequeños yacimientos.
- Continuar mejorando las señales para interesar a las empresas petroleras internacionales.
- Fortalecer el rol de ECOPETROL en la exploración petrolera.
 - Reingeniería de ECOPETROL, para implantar mejoras productivas, cambios organizacionales, operativos y laborales, incluyendo la revisión de su marco prestacional y pensional.

Se debe buscar una mayor competencia en la exploración y hallazgo de petróleo. Si bien el gobierno nacional a través de sus políticas de atracción de capital privado internacional ha venido mejorando las señales para interesar a las empresas petroleras, es necesario, además, fortalecer el rol de ECOPETROL en la actividad exploratoria.

En este caso ECOPETROL debería destinar sus esfuerzos y energías a la búsqueda y hallazgo de crudo, sin desperdiciar recursos en otras actividades de menor prioridad y que pueden ser desarrolladas por capital privado.

Para que ECOPETROL pueda operar eficientemente en un entorno competitivo y empresarial se requeriría una reingeniería de la empresa, la cual implicaría, además de la separación de aquellas funciones que corresponden a otras entidades del Estado, implantar mejoras productivas así como cambios organizacionales, operativos y laborales, incluyendo la revisión de su marco prestacional y pensional.

REFINACIÓN

En refinación, el reto está en mejorar la capacidad de conversión para producir derivados más valiosos. La refinería de Barancabermeja requiere modificaciones operacionales y de mantenimiento para mejorar la eficiencia en sus procesos. La refinería de Cartagena no es suficientemente competitiva debido a su obsolescencia tecnológica, para la cual se ha diseñado el PDM.

Un mecanismo para incentivar la competencia en el negocio de la refinación, es el de incorporar inversión privada para el desarrollo del PDM de Cartagena, que en últimas pudiese llevar a la privatización o semi-privatización de dicha refinería.

El Ministerio de Minas y Energía debe establecer políticas para facilitar la inversión privada en refinación y petroquímica, mediante acuerdos comerciales de abastecimiento de materias primas, o asociaciones mediante el aporte de activos del Estado en emprendimientos conjuntos.

**Promover esquemas de competencia.
Refinados**

- Mejorar la capacidad de conversión para producir derivados más valiosos.
 - Barancabermeja requiere modificaciones operacionales y de mantenimiento.
 - Ejecutar el PDM para superar la obsolescencia tecnológica de Cartagena.
- Establecer políticas para facilitar la inversión privada en refinación y petroquímica y aumentar la competitividad de la actividad de refinación.
 - Barancabermeja requiere modificaciones operacionales y de mantenimiento.
 - Ejecutar el PDM para superar la obsolescencia tecnológica de Cartagena, incorporando inversión privada para su desarrollo.
- Mayor participación de los inversionistas privados en la distribución de combustibles líquidos.
 - Política de precios que refleje situaciones de oportunidad del mercado.
 - Garantizar que los sistemas de transporte y almacenamiento sean neutrales y abiertos.
 - Facilitar la importación privada e independiente de combustibles y el acceso al mercado mayorista de nuevos comercializadores.
 - Promover el almacenamiento y transporte de productos como actividades independientes y rentables.
 - Expedir Reglamento de Transporte y Almacenamiento de combustibles líquidos.

COMBUSTIBLES

Los precios de los combustibles se constituyen en un elemento central en la promoción de la competencia a lo largo de la cadena del sector de los hidrocarburos, por lo que sí se desea una mayor participación de los inversionistas privados, necesariamente la política de los precios deberá tender a reflejar situaciones de oportunidad del mercado.

Sin embargo, no se debe olvidar que los combustibles derivados del petróleo constituyen un insumo de primer orden para todos los sectores económicos del país, por lo que la política de precios deberá promover el mercado, pero atenuando los fuertes choques de los precios internacionales que en ocasiones se presentan. Para ello se podría pensar en un mecanismo de compensación que en cualquier caso no obstaculice la entrada de nuevos agentes.

La entrada de nuevos comercializadores en el sector mayorista de combustibles se considera necesaria para lograr un sector con mejores servicios. La fusión de dos de los cuatro comercializadores mayoristas que había en el país concentró la oferta, yendo en contravía de una mayor competencia⁷. En el segmento de los minoristas existe mayor competencia, lo cual ha permitido la liberación de los márgenes en las grandes ciudades.

La entrada de nuevos actores privados requiere la adopción de medidas previas, necesarias para crear condiciones que faciliten su acceso. En primer lugar, se requiere garantizar que los sistemas de transporte y almacenamiento sean neutrales y abiertos, y en el caso del primero, con una operación descentralizada; en segundo término, es indispensable facilitar la importación privada e independiente de combustibles y el acceso al mercado mayorista de nuevos comercializadores, en igualdad de condiciones con los actuales.

Para desempeñar la actividad de mayorista como tal, no sería necesario ni obligatorio poseer capacidad de almacenamiento propia, sino que está podría ser también arrendada. Debe hacerse efectivo el libre acceso a la capacidad actual de transporte⁸ y de almacenamiento de combustibles. Ningún propietario de poliductos o de plantas de almacenamiento podrá negar el acceso a terceros, siempre y cuando estos paguen el cargo respectivo y exista la capacidad disponible. Se hace necesario además, promover el almacenamiento y transporte de productos como actividades independientes y rentables.

Para introducir todas estas reglas, es conveniente que se promulgue por parte del MME, un Reglamento de Transporte y Almacenamiento, que recoja y modifique el Decreto 283 de 1990.

GAS NATURAL

Con relación a la industria del gas, se puede afirmar que tanto la producción como la comercialización son segmentos potencialmente competitivos. El transporte tiene condiciones de monopolio natural y la distribución de monopolio regional.

⁷ Esta situación obstaculiza la liberación de los márgenes para dicho segmento y obliga a mantenerlo administrado, por lo menos con el esquema actual.

⁸ El artículo 15 de la Ley 681 de 2001 establece libertad de acceso a las redes de Eco.....

El mayor estímulo al desarrollo del mercado del gas natural, radica en establecer una política de precios relativos que expresen adecuadamente el costo económico de cada energético, en particular de los derivados de petróleo.

PRODUCCIÓN

La producción de gas natural está concentrada en ECOPETROL con más de un 60% de la producción, Texas con un 19% y el resto de los productores con un 21%. Esta concentración plantea un dilema frente a la posibilidad de liberar los precios en boca de pozo en el año 2005.

Por una parte se considera que la regulación de precios podría estar frenando el interés en la actividad exploratoria, argumento que es difícil de validar por cuanto los descubrimientos de gas natural han estado asociados a la búsqueda de petróleo, y además los precios están liberados para los nuevos descubrimientos. Por la otra, se argumenta que existiendo tan pocos agentes en el segmento productivo, la liberación de precios podría terminar en manipulación de los mismos por los agentes. No obstante es necesario avanzar en la creación de condiciones para lograr que dicha competencia se lleve a cabo.

Promover esquemas de competencia Gas Natural

- Evitar que el gas natural producido en un campo sea comercializado por uno solo de los socios.
- Vender gas de la Nación por medio de terceros
- Concretar la construcción de la planta de Cusiana y desarrollar el proyecto Catalina.
- Desarrollar las interconexiones internacionales de Gas Natural.
- Expedir el Reglamento de Comercialización de Gas Natural.
- Implementar los BEO (Boletines Electrónicos Operativos).
- Evitar la inclusión de cláusulas restrictivas del mercado secundario por parte de productores y transportadores en los contratos que se firmen.
- Estructurar un sistema de información integrado de toda la cadena del gas y sus sustitutos.

En Colombia, no se ha logrado competencia en la comercialización de la producción dado que está concentrada en pocas empresas. Aunque existe la figura del comercializador puro, esta no se ha desarrollado, quedando la comercialización en gran escala en manos de los productores.

Hay acciones que pueden contribuir a facilitar la competencia en la comercialización a gran escala de la producción de gas. En primer lugar, si se evita que el gas producido en un campo sea comercializado por uno solo de los socios, se lograría un actor más en el negocio. En segundo lugar, el concretar la construcción de la planta de Cusiana y desarrollar el proyecto Catalina, dinamizaría el mercado mediante la competencia de dos fuentes del recurso. Finalmente, en la medida en que las interconexiones internacionales se desarrollen, en el largo plazo se podrá tener un oferente más en el mercado colombiano.

El desarrollo de la planta de Cusiana es una oportunidad adicional para que entren al mercado otros comercializadores mayoristas, generando mayor competencia.

DISTRIBUCIÓN

Con relación a la distribución, los esquemas existentes de concesiones y áreas exclusivas han facilitado la participación de un buen número de agentes. El desarrollo de la distribución en Colombia se ha hecho con base en agentes privados y la situación actual es una de suficiencia financiera y buena gestión.

Dados los buenos resultados obtenidos hasta el momento es de esperar que hacia el futuro se siga extendiendo en el país el servicio en la medida en que se desarrollen nuevos gasoductos. Si bien el desempeño de las áreas exclusivas ha sido adecuado y positivo, hacia el futuro se debería avanzar hacia una regulación mas simple y transparente.

COMERCIALIZACIÓN

En cuanto a la comercialización, falta un marco regulatorio que otorgue una mayor libertad a la fijación de precios y a las condiciones de contratación a escala mayorista, que abra espacios para que un comercializador pueda agregar valor como punto de contacto entre el productor y los grandes consumidores.

Es necesario expedir el Reglamento de Comercialización⁹, que ayude a eliminar barreras de entrada para nuevos comercializadores y clarifique las responsabilidades entre operadores y comercializadores, especialmente en cuanto a la medición y las pérdidas.

Con el fin de desarrollar un mercado secundario del gas natural es importante que se aplique a cabalidad el RUT, implementando los BEO (Boletín Electrónico Operativo), los cuales tienen como objetivo hacer visible y transparente el mercado. También es necesario evitar la inclusión de cláusulas restrictivas del mercado secundario por parte de productores y transportadores en los contratos que se firmen.

Como herramienta adicional, la estructuración de un sistema de información integrado de toda la cadena del gas y sus sustitutos, disminuiría las asimetrías existentes.

⁹ La CREG ha puesto a consulta de los agentes e interesados la resolución CREG 059 de 2002 con una propuesta de Reglamento de Comercialización.

SECTOR ELÉCTRICO

Para avanzar en el desarrollo del mercado eléctrico colombiano, el cual ha llegado a un buen grado de maduración, es necesario implementar algunas medidas para fortalecerlo e incrementar el nivel de competencia.

Dada la participación estatal en las diferentes actividades de la cadena del sector eléctrico como agente activo, y el esquema actual de mercado que se ha venido implantando, en el cual el Estado ejerce el papel de regulador, este último resulta ser, al mismo tiempo, regulador y regulado.

Este dilema se eliminaría en la medida en que el papel del Estado en las empresas se concentre en lo exclusivamente empresarial. Por lo anterior, el estado como propietario de las empresas debe ser cuidadoso en no confundir los roles.

REVISIÓN DEL ROL DE ISA

Para que pueda desempeñarse con la eficiencia y libertad propia de una compañía de transmisión de electricidad, se requiere separar de la empresa todas aquellas funciones que corresponderían a otras entidades.

Separar roles empresariales de los de política gubernamental en las empresas del sector energético en las cuales el Estado tenga participación

- Separar de ISA todas aquellas funciones que no corresponden a una empresa transportadora de electricidad.
- Crear entidades diferentes que se encarguen del MEM y del CND

El riesgo financiero generado por la administración y operación del mercado está siendo asumido por ISA, pudiendo constituirse eventualmente en una barrera para sus planes empresariales.

Adicionalmente, el hecho de que el CND y el MEM formen parte de la empresa transportadora, puede llegar a generar conflictos de intereses por cuanto se pueden dar ocasiones en que CND/MEM deban fijar posiciones con efectos sobre el transportador.

En consecuencia se observa que, desde el punto de vista del mercado, las funciones de ISA son incompatibles, ya que actúa como transportador, como administrador comercial del mercado a través del MEM, y como operador físico a través del CND. Se requiere entonces separar en entidades diferentes ISA, el MEM y el CND.

GENERACIÓN

Para mejorar el nivel de competencia en la bolsa de energía, se propone además de incluir la demanda, adaptar el mecanismo de ofertas para que sean realizadas en forma semanal. Así, además de incluir actores nuevos en la bolsa, las ofertas de los generadores estarán más aproximadas a sus costos variables, evitando hasta cierto grado, la especulación por parte de los mismos, adquiriendo el mercado una mayor transparencia.

Dado que el sistema requiere respaldos en su operación, tales como generación de seguridad y servicios complementarios, estos se podrían adquirir a través de procesos competitivos, en los casos en que sea posible.

Es necesario mejorar los mecanismos de vigilancia del mercado de energía mayorista, con el fin de evitar abusos de posición dominante y prácticas restrictivas a la competencia. Así mismo, se requiere ajustar los instrumentos existentes tanto de control como punitivos, con el fin de restringir en forma efectiva las prácticas de posición dominante.

Por otra parte, el Estado continúa siendo responsable de garantizar el suministro de energía eléctrica a la población y a los agentes económicos por lo cual debe mantenerse vigilante y en caso de que se detecte que los mecanismos de mercado no son suficientes para garantizar la expansión en el largo plazo, deberá tomar las acciones que sean necesarias.

TRANSMISIÓN

Teniendo en cuenta que la transmisión y la distribución son actividades que se caracterizan por ser monopolios naturales, se debe continuar garantizando el libre acceso a las redes como condición básica para que el mercado en los demás segmentos funcione adecuadamente.

En transmisión se ha venido trabajando en el esquema de convocatorias, no obstante es necesario profundizar esta revisión con el fin de aumentar su nivel de competitividad sin que esto implique mayores costos para el usuario final. Con el fin de incentivar la participación de mayor número oferentes a los proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional STN, las tarifas que defina la Comisión de Regulación de Energía y Gas, deberán tener una vigencia que cubra la vida útil de dichos proyectos.

Se han presentado problemas en varias oportunidades en la realización de proyectos regionales a nivel de 115 KV, principalmente por falta de recursos de las empresas. Esto ha obligado a realizar inversiones más costosas a nivel del STN, generando ineficiencias. La ejecución de las obras de expansión a nivel de 115 KV, con el mismo esquema desarrollado para el STN, garantizaría la minimización de los costos totales de expansión de los dos sistemas.

En consecuencia, es conveniente que el plan de expansión de transmisión definido por la UPME incluya los niveles de 115 KV y superiores. Los mecanismos para ejecutar la expansión a nivel de 115 KV deberán ser revisados en consecuencia.

**Promover esquemas de competencia
Electricidad**

- Mejorar el nivel de competencia en la bolsa de energía.
 - Incluir la demanda en la bolsa de energía.
 - Mecanismo de oferta semanal.
- Crear procesos competitivos para los servicios complementarios que requiere la generación.
- Mejorar los mecanismos de vigilancia del mercado de energía mayorista y ajustar los instrumentos existentes tanto de control como punitivos.
- En caso de que se detecte que los mecanismos de mercado no son suficientes para garantizar la expansión en el largo plazo, el Estado deberá tomar las acciones que sean necesarias.
- Avanzar en los procesos de convocatoria para la expansión de la transmisión.
 - Incluir los niveles de 115 KV en el plan de expansión de transmisión definido por la UPME.
- Asimilar en la distribución de electricidad lo realizado en gas natural: celebrar contratos de concesión o asignar áreas exclusivas en algunos casos.
- Ampliar el número de usuarios de libre escogencia de comercializador a través de pequeñas industrias, comercios y asociaciones de usuarios residenciales.
- Incentivar mecanismos de prepago para algunos segmentos del mercado.
- Expedir el código de comercialización.
- Eliminar condiciones y cláusulas restrictivas, en contra de los comercializadores, en los procesos de compra de energía.

DISTRIBUCIÓN

En la actividad de distribución, la regulación ha estado orientada a recuperar la viabilidad de las empresas y la calidad del servicio. Puede decirse que en este segmento existe una competencia POR el mercado.

En consecuencia sería conveniente asimilar aquí lo realizado en distribución de gas natural: celebrar contratos de concesión o asignar áreas exclusivas con empresas distribuidoras.

Es conveniente aclarar las responsabilidades, para la expansión de los SDL's, como en la calidad del servicio prestado.

En concordancia con lo anterior, el Estado propenderá por alcanzar una cobertura equilibrada y adecuada en los servicios de energía en las diferentes regiones y sectores del país, para garantizar la satisfacción de las necesidades básicas de toda la población para lo cual deberá asumir los proyectos que los particulares no emprendan.

COMERCIALIZACIÓN

En cuanto a comercialización se puede ampliar el número de usuarios que podrían tener libre escogencia de comercializador a un precio negociado, disminuyendo el nivel requerido para ser considerado usuario no regulado, hasta donde las condiciones técnicas lo permitan. Esto permitiría la inclusión de pequeñas industrias y grandes comercios. Por otro lado, se

debería permitir que conjuntos residenciales y centros comerciales, puedan comprar energía en bloque. Igualmente se debe incentivar el uso de mecanismos de venta que generen competencia como mecanismos de prepago para algunos segmentos del mercado.

Es necesario, por otra parte, expedir el código de comercialización que elimine barreras de entrada para nuevos comercializadores, clarifique las responsabilidades entre operadores de la red y comercializadores, especialmente en cuanto a la medición y las pérdidas.

En este segmento como en el de generación, es necesario mejorar los mecanismos de vigilancia, con el fin de evitar abusos de posición dominante y prácticas restrictivas a la competencia.

Como complemento, un mecanismo de anonimato, junto con la eliminación de condiciones y cláusulas restrictivas¹⁰ en los procesos de compra de energía, podría incrementar la competencia.

El problema del bajo nivel de ingreso per capita de gran parte de la población¹¹, hace que en algunas zonas del país, el bajo recaudo genere insostenibilidad en las empresas que las atienden. Adicionalmente, los recursos del Fondo de Solidaridad no alcanzan a cubrir los subsidios requeridos. Este hecho se convierte en un problema estructural que no puede ser resuelto por el Sector Energético en forma exclusiva.

CARBÓN MINERAL

El objetivo de consolidar un esquema competitivo en el mercado doméstico, con el fin de mejorarlo, debe considerar principalmente la eficiencia productiva. El aumento de los niveles de productividad de las operaciones de la minería y del transporte, y por ende de los rendimientos de toda la cadena, requiere el diseño de estrategias para la integración de áreas mineras, para la tecnificación y capacitación de los productores, así como la integración con el sector transporte.

Es necesario minimizar los factores negativos que se derivan de la ilegalidad de la actividad minera y que finalmente se traducen en bajos aportes al desarrollo regional. Hay que favorecer esquemas de comercialización mediante contratos de suministro de largo plazo, controles de calidad del carbón, precios por calidad, certificados de origen, entre otros.

¹⁰ Por ejemplo: se exige estar respaldado por un generador; listas cerradas de usuarios; prohibición de comerciar con excedentes; exigencia de estar participando activamente en el MEM, limitando la entrada de nuevos agentes; entre otras.

¹¹ El 56% de los usuarios residenciales corresponde a estratos I y II, los cuales consumen el 43% de la energía entregada al sector residencial.

Se hace necesario reglamentar la figura de la intermediación, que en la mayoría de los casos fomenta la ilegalidad minera y no permite transferir los beneficios económicos al productor, lo cual a su vez no posibilita aumentos en la productividad minera.

También es necesario garantizar una infraestructura de transporte eficiente, para reducir los costos asociados, los cuales representan porcentajes altos del precio final, especialmente, cuando se trata de mercados interregionales.



Plan Energético Nacional

Profundizar el Plan de Masificación de Gas

PROFUNDIZAR EL PLAN DE MASIFICACIÓN DE GAS

Los gases combustibles –gas natural y GLP– constituyen alternativas menos costosas y de menor impacto ambiental, en diversos usos industriales, comerciales y domésticos que sus potenciales sustitutos.

Se propone consolidar el Plan de Masificación de Gas y tomar las medidas necesarias para incrementar su producción y consumo (ampliación de cobertura, usos del gas vehicular, gas como insumo petroquímico, etc.), complementándolo con el GLP, en aquellas zonas donde no pueda llegar de forma económica la red de gasoductos. En lo esencial, como complemento al Plan de Masificación de Gas natural, el GLP debe mantener e incrementar su cobertura en las pequeñas ciudades y áreas rurales.

Para lograr que el mercado se continúe desarrollando se requiere realizar ampliaciones en la red de transporte de gas natural, llegando a regiones donde sea económicamente viable.

Profundizar el plan de masificación del gas

- Desarrollar el proyecto Catalina y construir la planta de tratamiento de gas de Cusiana, la cual deberá cumplir un doble propósito en materia de suministro: Aumentar la oferta de gas natural en el interior del país y la de GLP a partir de los líquidos recuperados.
- Mantener o incrementar la cobertura del GLP en las pequeñas ciudades y áreas rurales, en donde no haya oportunidad de masificar el gas natural

Con el fin de ampliar la oferta se requiere, además de desarrollar el proyecto Catalina, construir la planta de tratamiento de gas de Cusiana, la cual deberá cumplir un doble propósito en materia de suministro: aumentar la oferta de gas natural en el interior del país y la de GLP a partir de los líquidos recuperados.

EL GAS NATURAL

Las dificultades para ampliar el mercado interno están asociadas a la competencia de sus sustitutos y el esquema de precios relativos. De acuerdo con el valor del *netback* de los sustitutos, que equivale al precio máximo que le permitiría al gas ser competitivo, se puede concluir lo siguiente:

El gas es competitivo en los siguientes mercados:

- Consumidores residenciales con alternativa de electricidad, en todos los estratos y todas las ciudades.

- Consumidores residenciales con alternativa de GLP en los estratos bajos, en todas las ciudades excepto Cali.
- GNV, para vehículos con gasolina. Con diesel la situación es menos clara por el subsidio involucrado en su precio al productor y la reducida sobretasa con respecto a la de la gasolina.
- Generación eléctrica, tanto en el interior como la costa. De hecho, el importante desarrollo de la capacidad de generación con gas ha demostrado en el pasado reciente su competitividad. Hacia el futuro, el energético competidor del gas en generación eléctrica es el carbón, y las señales del mercado muestran que con los precios esperados y el costo de las tecnologías, el gas seguirá siendo competitivo durante la presente década.
- Calderas industriales a diesel de baja capacidad (industria liviana).

No obstante, los mercados donde se ha encontrado que el gas no es competitivo, son de relativa importancia:

- Industria liviana y comercio con alternativa de uso de GLP
- Calderas industriales a diesel de alta capacidad, influenciado por el subsidio al diesel.
- Consumidores residenciales con alternativa de GLP en los estratos medio y alto en todas las ciudades del interior del país.
- Todos los usos industriales con alternativa de fuel oil y carbón.

**Profundizar el plan de masificación del gas
Gas Natural**

- Aprovechar las bondades ambientales de los gases combustibles para incentivar su penetración en los diversos sectores consumidores mediante la inclusión de tasas de tipo ambiental y el acceso a financiación o reducción de impuestos en equipos de uso final.
- Realizar ampliaciones en la red de transporte de gas natural, llegando a regiones donde sea económicamente viable.
- Igualar el ingreso al productor del diesel oil con el de la gasolina y buscar mecanismos que solucione el problema del diferencial de sobretasa para estos combustibles.
- Impulsar la participación del GNV en las licitaciones de los sistemas masivos de transporte.
- Definir una entidad o institución que lidere y coordine el programa de penetración del GNV.

En general, las tendencias más relevantes observadas muestran que con referencia al gas natural, el fuel oil y el carbón en el sector industrial han dificultado la penetración del gas natural en el interior del país.

Una de las estrategias para impulsar la penetración del gas natural es aprovechar las bondades ambientales de este energético, mediante la inclusión de tasas retributivas de tipo ambiental y el acceso a financiación blanda ofrecida por entidades internacionales que apoyan la producción más limpia.

Respecto al GNV¹², la estrategia utilizada por los distribuidores para la fijación del precio, ha sido establecer una paridad entre el valor económico del Gas Natural Vehicular por unidad

¹² La Resolución MinMinaS N. 0296 de Marzo 5 de 2001 estableció libertad para la determinación de precios de venta al público del Gas Natural Vehicular.

energética y el valor económico de una unidad energética de diesel para el corto plazo, y una aproximación gradual para reconocer en el costo del combustible el 60% del valor de un equivalente energético de gasolina corriente en el largo plazo. La dificultad de esta estrategia radica en el subsidio del diesel actualmente presente y, obviamente, el desarrollo del mercado se facilitará en la medida que este factor desaparezca. Por lo anterior, se propone igualar el ingreso al productor del diesel oil con el de la gasolina y buscar algún mecanismo que solucione el problema del diferencial de sobretasa¹³.

Los gobiernos locales podrían aportar en el impulso del programa, permitiendo que el gas vehicular participe en las licitaciones de los sistemas masivos de transporte tipo transmilenio, de modo que el transporte público utilice en mayor proporción el GNV.

Uno de los principales problemas es el alto nivel de coordinación que requiere un programa de este estilo y que no está siendo liderado por ninguna entidad.

EL GLP

Sobre el GLP operan cuatro factores que afectan el mercado:

- Oferta restringida
- El conflicto armado y la inseguridad en el campo
- La informalidad de los agentes del mercado
- El deterioro del parque de cilindros

El mercado del GLP, salvo en contadas ocasiones, se ha caracterizado por ser un mercado marginalmente deficitario, donde la demanda siempre ha estado supeditada a la oferta. Las fuertes presiones de la demanda generaron algunas importaciones, limitadas siempre por la escasa capacidad en los puertos para manejar volúmenes importantes. Históricamente se ha observado la mencionada restricción.

En 1993, con la eliminación de los cupos, sumado a una estrategia importadora generaron una importante reacción en la demanda de más del 26% entre 1992 y 1993.

En 1996, luego de la entrada de la nueva unidad de ruptura catalítica en Barrancabermeja, se tomaron una serie de medidas tales como el desarrollo del programa de "Gas para el Campo", e cual llegó a más de 90.000 familias campesinas sustituyendo importantes consumos de leña.

¹³ Por ejemplo: realizar cruce del impuesto de la sobretasa con exenciones sobre otros impuestos que gravan a los transportadores.

En los últimos años el consumo se ha moderado por efectos de la penetración del gas natural y las dificultades encontradas en la profundización del programa de "gas para el campo" por razones de orden público. En efecto, en el año 2001 se observó una ligera disminución en el consumo. Muy especialmente, con la agudización del conflicto interno, el crecimiento de la demanda originado en el programa de gas para el campo ha sido limitado.

En la actualidad, ECOPEPETROL tiene una capacidad de producción máxima de 25.000 BDC, magnitud similar al nivel de consumo presente. Asimismo, existen limitaciones en la capacidad en puerto para importaciones y no existe sistema de transporte al interior del país, diferente a carrotaques o por vía fluvial, medios que se han utilizado en casos de emergencia. En cualquier caso, la importación no sería un sistema de abastecimiento confiable y sería muy costoso.

Un tema ampliamente debatido ha sido la informalidad de la industria, la cual se ha profundizado en los últimos años con la aparición de intermediarios que llevan a cabo subdistribución y lugares de venta no apropiados, sin cumplir normas técnicas y de seguridad.

En gran medida la razón de la informalidad yace en la ausencia de marca de los cilindros y, en consecuencia, de la falta de responsabilidad respecto al mismo cilindro y al producto entregado. El establecimiento de un esquema de marca ordenaría y formalizaría el mercado, controlando el proceso de atomización presente en la actualidad. Sin embargo es importante tener en cuenta la posibilidad de que se configuren posiciones dominantes, teniendo en cuenta los costos que implica la renovación de cilindros y el proceso de marca de los mismos.

Profundizar el plan de masificación del gas GLP

- Establecer sistemas de marca y propiedad en los cilindros.
- Liberar las restricciones sobre el tamaño de los cilindros
- Incrementar la producción de GLP mediante las modificaciones que sean necesarias en el equipamiento y operación de las refinerías, enmarcadas en los planes de refinación en Colombia.
- Facilitar las importaciones adaptando puertos y sistemas de transporte.
- Relanzar con el programa de GLP para el campo.
- Mejorar las condiciones de seguridad para la distribución del GLP.
- Sincerar los precios del GLP en las grandes ciudades concordancia con la política de precios de los energéticos planteada a lo largo de este Plan.

Las dificultades históricas presentes en el mantenimiento de los cilindros se han agudizado en los dos últimos años debido al cambio de los tamaños. Si bien en el pasado, el esquema de los fondos de mantenimiento y reposición de cilindros no funcionó como se esperaba, debido a que el margen asignado no se aplicaba para su propósito, dando lugar a un mantenimiento insatisfactorio del parque, con el cambio de tamaños, la situación se ha complicado debido al rechazo del mercado a los nuevos cilindros¹⁴. De esta forma, el proceso

¹⁴ El programa de reposición registraba a noviembre 29 de 2002 un avance de 346,431 cilindros, mientras que la Resolución CREG 048 de 2000 contemplaba una cifra de 847,500 cilindros a reponer en 2001 y una cifra idéntica en 2002. Esto significa que la reposición real ha sido tan solo el 21% de lo programado originalmente.

de reposición no se está dando a los niveles que se requiere, presentándose, en consecuencia, un deterioro progresivo del parque.

Todo indica que el establecimiento de marca, con responsabilidad sobre el cilindro que se entrega, así como la liberación de las restricciones sobre el tamaño, aceptando todos los tamaños presentes en el mercado, mejorarían el proceso de reposición, manteniendo el esquema de un margen de seguridad administrado por un fondo fiduciario.

En el mismo orden de ideas el hecho de tener marca propia, facilita y hace más eficiente la labor de la Superintendencia de Servicios Públicos.

Con respecto a la oferta, se puede incrementar la producción de GLP mediante las modificaciones que sean necesarias en el equipamiento y operación de las refinerías, enmarcadas en los planes de refinación en Colombia. Así mismo, facilitar las importaciones adaptando puertos y sistemas de transporte; en particular, deberán incrementarse las importaciones de Venezuela por vía terrestre, para abastecer principalmente las zonas de frontera y áreas de influencia.

Cuando la oferta sea suficiente, se debe relanzar el programa de GLP para el campo, y mejorar las condiciones de seguridad para la distribución del GLP en el mismo, enmarcado en el objetivo gubernamental de seguridad democrática.

Otro motor para el desarrollo del mercado del GLP es el de garantizar la seguridad y calidad en la prestación del servicio, junto con la estrategia de sincerar los precios del GLP en las grandes ciudades, en forma tal que los precios de GLP estén en concordancia con la política de precios de los energéticos planteada a lo largo de este Plan.



Plan Energético Nacional

**Ampliar y
Garantizar
la Oferta Interna
de Energéticos
con Precios
Eficientes y
Adecuada Calidad**

AMPLIAR Y GARANTIZAR LA OFERTA INTERNA DE ENERGÉTICOS CON PRECIOS EFICIENTES Y ADECUADA CALIDAD

Como se ha mencionado anteriormente, el problema energético en Colombia no es la falta de recursos sino más bien, que debe tenderse hacia su utilización eficiente, con una mayor cobertura y a precios razonables que tengan en cuenta la situación socioeconómica de la población.

El aumento de la cobertura del suministro de energéticos a todas las regiones y sectores del país constituye una de las preocupaciones permanentes de la política energética y de los diferentes planes de gobierno. No obstante, dicha preocupación no se ha traducido siempre en acciones concretas y efectivas que reconozcan las particularidades asociadas con la ampliación de la cobertura. Esta se puede lograr en unos casos mediante la extensión del servicio vía redes energéticas, propiciando las condiciones para que las empresas suministradoras de combustibles y prestadoras del servicio eléctrico y de gas natural se vean interesadas en este propósito, mediante la posibilidad de recuperación de los costos derivados de la extensión y/o modernización del abastecimiento.

Ampliar y garantizar la oferta interna de energéticos con precios eficientes y adecuada calidad

- Una adecuada política de precios será la base para una correcta asignación de los recursos energéticos.
 - Los precios deben reflejar los costos económicos de los energéticos, y las contribuciones o subsidios que se requieran deben ser adecuadamente establecidos
- Procurar que la energía llegue a los usuarios en forma oportuna y confiable y con los estándares de calidad requeridos en las diferentes actividades económicas y sociales de las personas y empresas.

En otros casos, cuando se trata de suministros no tradicionales (generación aislada o energización rural), se requiere una mayor injerencia del Estado en el diseño de mecanismos e incentivos para lograr la sostenibilidad técnica, financiera, económica e institucional de las soluciones energéticas propuestas, ojalá concebidas en el contexto de los planes de desarrollo regional o local.

En este objetivo se hace referencia a las primeras actividades, aquellas que se pueden considerar como rentables o potencialmente rentables para los diferentes agentes. De esta manera, la preocupación de la política se debe centrar en la concepción y mantenimiento de mecanismos que garanticen la competencia en aquellos sectores donde ello sea posible, o en la regulación y el control de las actividades monopólicas.

La política de precios de la energía es crucial para el manejo energético nacional. Lo importante es que los precios reflejen adecuadamente los costos económicos de los diferentes energéticos y que las contribuciones o subsidios que se requieran sean adecuadamente establecidos. En el caso colombiano, se requiere mejorar en algunos aspectos y mantener otros que han funcionado adecuadamente.

En conclusión, no basta con tener suficiente energía, sino que una adecuada política de precios será la base para una correcta asignación de estos recursos. Igualmente, no basta con disponer de los recursos así sea a precios eficientes, sino que además se debe procurar que la energía llegue a los usuarios en forma oportuna y confiable y con los estándares de calidad requeridos en las diferentes actividades económicas y sociales de las personas y empresas.

El Plan de Desarrollo 2003-2006, ha sentado bases que apuntan a la definición de esquemas coherentes de precios, ya que establece que el Ministerio de Minas y Energía fijará el precio de los hidrocarburos y sus derivados para el mercado nacional, y que deberá tomar como base los costos de oportunidad.

COMBUSTIBLES PARA EL SECTOR TRANSPORTE

Ampliar y garantizar la oferta interna Combustibles para el sector transporte

- Establecer fórmulas estables de cálculo del precio de la gasolina y el ACPM, que permita obtener rentabilidades adecuadas y que tenga como referencia los precios internacionales.
- Establecer un mecanismo que remunere el almacenamiento.
- Incrementar gradualmente la sobretasa del ACPM para igualarla a la de la gasolina.
 - Buscar mecanismos como exenciones o reducciones sobre otros impuestos que gravan a los transportadores.

Para la gasolina, se debe establecer una fórmula estable de cálculo, que permita al productor, al transportador y al distribuidor, obtener rentabilidades adecuadas, y que tenga como referencia los precios internacionales. Igualmente, se debe establecer un mecanismo que remunere el almacenamiento, con el objeto de incrementar la capacidad en los principales centros de consumo del país. En el mediano plazo se debe pensar en la liberalización de precios al productor que hagan viable el negocio de la refinación por parte del sector privado.

En el caso del Diesel Oil o ACPM, se requiere ajustar gradualmente el precio para llevarlo a niveles internacionales, con el objeto de dar señales claras a los transportadores, sobre la utilización de combustibles más limpios y más económicos como el gas natural. Igualmente se debe tener el criterio de racionalidad para todos los actores de la cadena establecido en el caso de la gasolina. Se debe incrementar gradualmente la sobretasa para igualarla a la de la gasolina. Con el fin de no generar un traumatismo al sector transportador deben buscarse mecanismos como exenciones o reducciones sobre otros impuestos que gravan a los transportadores.

GLP

Este combustible debe convertirse en uno de los principales energéticos para el campo. Para ello debe mantenerse una estructura de precios competitiva, cuando la oferta sea suficiente relanzarse el programa de gas para el campo y diseñar un mercado adecuado de comercialización.

Ampliar y garantizar la oferta interna GLP

- Mantener una estructura de precios competitiva, que refleje su costo económico.
- Cuando la oferta sea suficiente relanzar el programa de gas para el campo.

Se recomienda que el precio del GLP refleje su costo económico a la mayor brevedad posible. Esta medida es el mejor mecanismo para incentivar la oferta, teniendo en cuenta que el GLP enfrenta importantes competidores en casi todos los mercados. Solo debería mantenerse regulado en los mercados en que no tenga sustitutos.

La competencia entre comercializadores de GLP y entre este mismo y el gas natural, garantizan precios eficientes, tal como ha sucedido en las ciudades donde se ha implementado esta medida (p.e. Barranquilla, Bucaramanga, Villavicencio, Neiva, etc).

GAS NATURAL

La oferta de gas natural se ajusta a las condiciones del mercado, sin embargo en el corto plazo pueden presentarse dificultades de abastecimiento, particularmente para el interior del país. La solución a esta situación está en la puesta en operación de la planta de Cusiana. Sin embargo con los precios autorizados a dicho campo, su construcción no era viable económicamente: A partir de la expedición de la Resolución CREG 018 de 2002, se dieron las señales necesarias para su construcción.

En el largo plazo se requerirán más reservas para ir cubriendo la demanda, pero para ello es necesario dar señales que incentiven la búsqueda y hallazgo de más gas natural. Esta señales son de dos tipos, una es el nivel de los precios que justifiquen las inversiones involucradas, y la otra es garantizando un mercado grande, adicionando al mercado nacional un mercado de exportación.

Está previsto en la regulación que en el 2005 se libere el precio del gas en boca de pozo. Esta liberación puede tener algún efecto en el nivel de precios dada la actual estructura de la industria, en la cual solo aparecen tres productores. Sin embargo, estos problemas podrían mitigarse debido a la existencia de combustibles sustitutos.

**Ampliar y garantizar la oferta interna
Gas Natural**

- Construir la planta de Cusiana y desarrollar el proyecto Catalina.
- Desarrollar las exportaciones de gas natural.
- Establecer niveles de precios que justifiquen las inversiones involucradas.
- Intensificar la penetración en el sector residencial.
- Adecuada coordinación operativa de los despachos de gas y electricidad.

Se debe intensificar la penetración en el sector residencial con el fin de aliviar el costo de la canasta energética en los hogares, ante la inminente alza de las tarifas de energía eléctrica.

Un tema que es de vital importancia para garantizar un mercado adecuado del gas natural para el sector eléctrico, es el relativo a la coordinación operativa de los despachos de gas y electricidad. En la actualidad existe un desfase entre los tiempos para el redespacho eléctrico (media hora) y las renominaciones en suministro y transporte de gas (seis horas) y las penalizaciones a que se ven sometidos los generadores térmicos por tener que cumplir simultáneamente estos tiempos. Es fundamental que se solucionen por la vía regulatoria estas diferencias.

ELECTRICIDAD

En el mercado mayorista de electricidad la señal de precios está dada por la oferta y la demanda, e incluye un cargo por capacidad calculado mediante un modelo de simulación definido por la CREG. La señal de precios actual refleja la sobreoferta de capacidad. Sin embargo no parece posible que los precios reaccionen de manera oportuna para incentivar la instalación de nuevas plantas. Por lo anterior, el Estado debe mantenerse vigilante y en caso de que se detecte que los mecanismos de mercado no son suficientes para garantizar la expansión en el largo plazo, deberá tomar las acciones que sean necesarias.

Con el fin de hacer un uso más eficiente de los recursos de generación, se requiere estudiar mejoras al esquema actual de despacho¹⁵.

En distribución, las tarifas deberán tener en cuenta la situación de las empresas en cuanto a pérdidas y el contexto socioeconómico de las diferentes regiones. Dado que se establecieron aumentos importantes en las tarifas, se debería implantar un esquema gradual de ajustes que no impacte demasiado a los usuarios y evaluar continuamente los niveles del consumo

¹⁵ Al respecto el estudio "Coordinación de la Operación de los Sectores de Electricidad y Gas" (UPME- Mercados Energéticos - Coenergía - Consultoría Colombiana) menciona en el diagnóstico los problemas generados en la coordinación del despacho por la aleatoriedad de la oferta hidráulica. En sus recomendaciones se incluye: "...se recomienda adaptar (ofertas para) la semana ya que en un sistema hidrotérmico con variaciones de demanda que requieren un tipo especial de operación de las plantas para seguir la carga, existe una diferencia entre el modo de utilizar la generación a gas y la generación hidroeléctrica, y el ciclo natural de la demanda"

de subsistencia y de los subsidios para los estratos 1 y 2 y las zonas subnormales, de acuerdo a la realidad socioeconómica del país.

**Ampliar y garantizar la oferta interna
Electricidad**

- En caso de que se detecte que los mecanismos de mercado no son suficientes para garantizar la expansión en el largo plazo, el Estado deberá tomar las acciones que sean necesarias.
- En distribución, las tarifas deberán tener en cuenta la situación de las empresas en cuanto a pérdidas y el contexto socioeconómico de las diferentes regiones.
- En los procesos de venta de las empresas distribuidoras, pactar metas de cobertura principalmente para aquellas regiones con mercados más débiles.
- En el caso en que la expansión de redes signifique un ajuste de tarifas más allá de límites razonables, la empresa distribuidora deberá acudir a un fondo especial de recursos financieros.
- Permitir la creación de mercados separados con un comercializador propio, en barrios subnormales, con el fin de darles un tratamiento especial.
- Expedir un código de comercialización que elimine barreras de entrada para nuevos comercializadores, que clarifique las responsabilidades en cuanto medición y pérdidas.

Con relación a la extensión de la cobertura y la modernización del suministro, es importante que en los procesos de venta de las empresas distribuidoras se pacten metas de cobertura principalmente para aquellas regiones con mercados más débiles. Hay que tener en cuenta que la extensión de la cobertura urbana conlleva costos marginales crecientes, por lo tanto, la tarifa de energía debe estar cerca del Costo Incremental de Largo Plazo, para que la actividad sea rentable para la empresa distribuidora¹⁶. En el caso en que esto signifique un ajuste de tarifas más allá de límites razonables, la empresa distribuidora deberá acudir al fondo especial de recursos financieros, para que subsidie aquella porción de la inversión que no pueda ser remunerada vía tarifas.

En este aspecto, el Plan Nacional de Desarrollo establece, a través de un programa denominado "Programa de Normalización de Redes Eléctricas", la búsqueda de legalización de usuarios y la búsqueda de reducción de pérdidas no técnicas en barrios subnormales situados en el Sistema Interconectado Nacional. El programa será financiado con el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, creada en la Ley 788 de 2002. Cabe comentar que incluye un Artículo que permite la creación de mercados separados con un comercializador propio, con el fin de darles un tratamiento especial.

A nivel de comercialización se deben dar señales más claras para que exista la competencia y evaluar los beneficios reales de la intermediación. Al igual que en el objetivo 2, es necesario expedir un código de comercialización que elimine barreras de entrada para nuevos comercializadores, clarifique las responsabilidades entre operadores de la red y comercializadores, especialmente en cuanto a la medición y las pérdidas.

¹⁶ La UPME estima que con los peajes vigentes, es posible extender las redes en áreas con densidad superior a 60 habitantes por km². (UPME, Escenarios y Estrategias, No. 4, enero 2000).

CARBÓN

Para garantizar la oferta interna de carbón con precios eficientes y calidad adecuada, las estrategias necesarias se refieren a las mismas delineadas para el objetivo 2. Además de los problemas de eficiencia asignativa y de eficiencia distributiva, relacionados con las limitadas oportunidades de ciertas explotaciones mineras para sobrevivir en las circunstancias actuales, se requiere mejorar la eficiencia productiva en el suministro de este energético, entendiéndose por ello, tanto el segmento de la producción como el del transporte.

Acciones tales como el diseño de estrategias para la integración de áreas mineras, para la tecnificación y capacitación, para contar con una infraestructura de transporte eficiente, para favorecer esquemas de comercialización mediante contratos de suministro de largo plazo, controles de calidad del carbón, precios por calidad, certificados de origen, entre otros y la reglamentación de la figura del intermediario, son requeridas para el cumplimiento de este objetivo.

BIOCOMBUSTIBLES

La implementación del uso del etanol como oxigenante en las gasolinas colombianas, representa grandes ventajas para el país. Por una parte se mejora la calidad del aire en las grandes ciudades, tema que cada vez adquiere más relevancia y que afecta la salud pública¹⁷. Por otra representa una fuente de generación de riqueza y de generación de empleo en muchas zonas del país, al requerir del cultivo de grandes zonas con caña de azúcar o de otros productos agrícolas.

Ampliar y garantizar la oferta interna Biocombustibles

- Dado que los Biocombustibles involucra a los sectores energético, agrícola, transporte y ambiente, es necesario un "liderazgo compartido". El gobierno nacional debe expedir una reglamentación coordinada para que todo proyecto de este tipo pueda desarrollarse cabalmente.
- Implementar el uso del etanol como oxigenante en las gasolinas.
 - Desarrollar una estructura tarifaria que considere todos los aspectos de la cadena del gasohol.
 - Para evitar desvíos del alcohol con otros fines, se le deben adicionar compuestos químicos para despotabilizarlo antes de ser distribuido.
- Implementar el uso del biodiesel como combustible de manera urgente y prioritaria.

Al alcohol producido, para evitar desvíos con otros fines, se le deben adicionar compuestos químicos para despotabilizarlo. También se debe garantizar la no presencia de agua tanto en los medios de transporte de alcohol como en los tanques de almacenamiento de los mayoristas y minoristas y según la Ley 693 de 2001, el mezclado de la gasolina y el etanol sería realizado por los mayoristas.

¹⁷ La falta de esquemas de formación de precios que involucren dentro de los mismos los "gastos" ambientales no favorece la mitigación de los mismos, dados los altos costos que esto representa.

Según estas consideraciones, se hace necesario que el Ministerio de Minas y Energía desarrolle una estructura tarifaria donde considere todos los aspectos de la cadena desde el productor de alcohol, pasando por el transporte y terminando con el margen del mayorista y minorista, garantizando un punto de equilibrio que no afecte significativamente al consumidor final y que le permita a los diferentes entes de la cadena recuperar sus inversiones y manejar un margen de rentabilidad aceptable. El Ministerio de Minas está trabajando sobre un proyecto de Decreto reglamentario de la Ley 693 de 2001.

Para el biodiesel, es necesario que el MME, al igual que para el alcohol carburante, expida la reglamentación respectiva, que abra el camino para que los inversionistas puedan estructurar sus planes.

A consideración del PEN, el impulso del programa de biodiesel es de carácter urgente y prioritario, debido tanto a la expectativa de importación de ACPM en el corto plazo, como al alto costo de la planta desulfuradora que se requiere para que el ACPM producido en el país sea menos contaminante. Cabe hacer notar que el biodiesel puede ser utilizado también en generación de electricidad en zonas aisladas.

Uno de los grandes retos que enfrenta la implantación de este tipo de programas es el alto nivel de coordinación que requieren. Dado que su impacto trasciende la mera esfera del sector energético, involucrando sectores como el agrícola y el de transporte, es necesario un "liderazgo compartido" entre los éstos sectores, ya que de no ser parte integral de los programas de desarrollo de cada uno de ellos, serán de mucho más lenta y difícil implantación.

Para que ambos proyectos (gasohol y biodiesel) se desarrollen como parte de un Programa de Biocombustibles, es necesaria una actitud proactiva por parte Ecopetrol.

Una vez reglamentada la Ley, se requiere iniciar los procedimientos licitatorios, y comenzar a hacer los pedidos correspondientes con la suficiente antelación, con el fin de que los potenciales productores nacionales puedan desarrollar la infraestructura necesaria.

CALIDAD, SEGURIDAD, E IMPACTO AMBIENTAL

Es claro que la principal externalidad que genera la utilización de la energía es su impacto ambiental. Por ello deben desarrollarse mecanismos, de precios o fiscales, que reflejen estos costos y sirvan para mitigar estos impactos.

Para que el país logre mejores condiciones de competitividad en el mundo globalizado, se requiere que la energía que se utiliza sea de buena calidad. Esto supone varios elementos: Que cumpla con las especificaciones técnicas en cuanto a energía se refiere; que llegue al

consumidor en forma permanente, que cumpla con las mejores condiciones ambientales posibles y que las fuentes que más se utilicen sean aquellas que supongan una mejor calidad de vida de la población.

Para el logro de este propósito, se requiere por lo menos seguir las siguientes estrategias:

Mantener el control de los índices de calidad de la energía eléctrica, en cuanto a los criterios de tensión mínima y máxima y frecuencia. Desarrollar una regulación apropiada para el manejo de reactivos en la red de tal manera que se creen incentivos para mejorar la calidad de la tensión en el Sistema de Transmisión Nacional.

Adecuar los índices de calidad de servicio al usuario residencial de energía eléctrica (DES y FES) de tal manera que sean coherentes con el cargo de distribución y mejorar los controles para hacer más efectivo el sistema de compensaciones por incumplimiento de estos índices.

Establecer estándares de calidad del gas natural para uso industrial y comercial acordes con el gas que se produce en el país. Desarrollar un código de seguridad de instalaciones para proteger al usuario.

Establecer estándares de calidad del GLP. Mejorar los controles para el cumplimiento de normas de seguridad en el manejo del GLP (cilindros, transporte, almacenamiento, distribución, instalaciones, etc.)

Mejorar los controles ambientales para que se cumplan las normas en materia de utilización de combustibles, carbón y desechos energéticos.

En la estructura de costos para todos los energéticos, se deberá reconocer lo correspondiente a las inversiones para lograr los índices de calidad que el país requiere. En este sentido se debe hacer un esfuerzo por equilibrar los precios resultantes con la calidad buscada. En principio sería razonable establecer sendas que lleven a metas alcanzables y que estén dentro de la posibilidad de pago de los usuarios.

**Ampliar y garantizar la oferta interna
Calidad, seguridad, e impacto ambiental**

- Desarrollar mecanismos que reflejen los costos ambientales.
- Mantener el control de los índices de calidad de la energía eléctrica.
- Establecer estándares de calidad del gas natural para uso industrial y comercial. Desarrollar un código de seguridad de instalaciones para proteger al usuario.
- Establecer estándares de calidad del GLP y mejorar los controles para el cumplimiento de normas de seguridad en su manejo.
- Mejorar los controles ambientales para que se cumplan las normas en materia de utilización de energéticos.
- En la estructura de costos para todos los energéticos, se deberá reconocer lo correspondiente a las inversiones para lograr los índices de calidad que el país requiere.
 - Establecer sendas que lleven a metas alcanzables y que estén dentro de la posibilidad de pago de los usuarios.

Finalmente cabe comentar, que en el caso de la energía eléctrica, el Plan Nacional de Desarrollo establece que se podrán definir diferentes niveles de calidad en la prestación del servicio ligados a la disponibilidad a pagar de los usuarios. Estos niveles diferenciales se expresan en diferentes esquemas de medición y facturación, esquemas de pagos anticipados del servicio y periodos flexibles de facturación, los cuales se pueden aplicar a zonas no interconectadas, territorios insulares, barrios subnormales, áreas rurales de menor desarrollo, y comunidades de difícil gestión.



Plan Energético Nacional

Favorecer
el Desarrollo
Regional
y/o Local

FAVORECER EL DESARROLLO REGIONAL Y/O LOCAL

El proceso de descentralización ha traído consigo nuevas responsabilidades y recursos para los municipios y los departamentos en lo que tiene que ver con la prestación de servicios públicos como agua potable, salud, educación, transporte entre otros. El señalamiento de una estrategia energética no es un desarrollo aislado, debe estar integrado con el desarrollo económico y social de la región.

En esa medida, la definición de dicha estrategia debe vincular a las comunidades en sus orientaciones generales, permitiendo su participación en la toma de decisiones, así como en los beneficios económicos, sociales y ambientales de dicho desarrollo. Las acciones de la política energética deben estar enmarcadas en estos procesos de descentralización y de participación social.

Favorecer el desarrollo regional y/o local

- La definición de la política energética debe vincular a las comunidades en sus orientaciones generales.

Es importante mencionar que los desarrollos energéticos han encontrado obstáculos en los conflictos sociales y políticos en las zonas con potenciales energéticos, pues en ocasiones los intereses locales entran en conflicto con las necesidades energéticas del país.

En el desarrollo de las tres áreas de acción que se proponen a continuación para el logro de este objetivo, se requiere una importante participación del Estado:

UTILIZACIÓN DE FUENTES PUNTUALES

Aún en áreas densamente pobladas y de buen desarrollo relativo, los sistemas y esquemas alternativos de suministro de energía plantean nuevas opciones de incorporación de tecnologías y de gestión del sector energético. A nivel mundial se avanza hacia la implementación de sistemas de menor escala, más flexibles y autónomos. Estos sistemas podrían alterar profundamente la estructura de suministro y de manejo de la cadena energética.

Entre los sistemas más atractivos para Colombia, se pueden mencionar los de cogeneración, los cuales plantean buenas oportunidades para la utilización de la oferta energética regional o local y para garantizar suministros localizados y menos vulnerables dadas las condiciones actuales del país. El Suroccidente colombiano presenta un gran potencial en este aspecto.

Las celdas de combustible abren una nueva perspectiva con respecto a las posibles alternativas de provisión de servicios energéticos. En el largo plazo, las celdas podrían permitir la generación de electricidad distribuida en comunidades residenciales o complejos industriales o comerciales.

El cambio hacia estos sistemas energéticos más flexibles y con menores impactos ambientales se irá introduciendo en la medida en que sus costos sean competitivos con la energía eléctrica convencional. Estos sistemas, al menos en sus etapas tempranas, harán que el suministro energético sea probablemente más costoso. El ahorro y la eficiencia energética pueden entonces convertirse en un importante mercado durante la transición. De cualquier manera, desarrollar estos nuevos esquemas y alternativas de suministro, requiere:

**Favorecer el Desarrollo Regional y/o Local
Utilización de fuentes puntuales**

- La cogeneración plantea buenas oportunidades para la utilización de la oferta energética regional o local y para garantizar suministros localizados.
- El ahorro y la eficiencia energética pueden convertirse en un importante mercado durante la transición hacia el desarrollo de tecnologías puntuales.
 - Impulsar la conformación de Compañías de Servicios Energéticos.
 - Potenciar el uso de fuentes de recursos de inversión específica para URE.
 - Ajustar el esquema regulatorio para facilitar la integración de sistemas de generación distribuida.

- La conformación de Compañías de Servicios Energéticos, entendidas estas como compañías promotoras de proyectos con dos fortalezas esenciales: capacidad técnica o de ingeniería y capacidad financiera o de recursos de capital.
- La disponibilidad de fuentes de recursos de inversión tales como: créditos comerciales, créditos blandos, recursos provenientes de las líneas de crédito de Uso Racional de Energía (URE) BANCOLDEX-URE e IFI-URE, del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), o aquellos destinados a la innovación tecnológica (Colciencias), así como también exenciones tributarias para impulsar la utilización de sistemas ambientalmente sostenibles.
- Ajustar el esquema regulatorio para facilitar la integración de sistemas de generación distribuida que plantean economías de microrredes y no de redes tradicionales.

INCREMENTO DEL ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA VÍA EXTENSIÓN DE REDES HACIA ZONAS NO CONECTADAS

La ampliación de servicios domiciliarios de energía vía redes, i.e. gas natural y electricidad presenta unas características específicas, por el mismo hecho de ser una red. En estos sistemas los costos promedio de inversión necesarios para expandir la infraestructura son crecientes. Es decir, cada usuario nuevo agregado al sistema requiere de un monto de inversión mayor al usuario inmediatamente anterior. En el caso de las zonas aisladas pero conectables al SIN, el mayor costo de inversión puede ser considerable, en el caso de que esa zona no cuente

con la infraestructura básica de red. Cuando el costo supera la tarifa promedio reconocida para el distribuidor, se genera una barrera a la conexión de esta clase de usuarios. Simplemente dejan de ser un negocio atractivo para el OR.

**Favorecer el desarrollo regional y/o local
Extensión de redes energéticas hacia zonas no conectadas**

- Desarrollar un Plan centralizado que le de al Estado un instrumento que le permita gestionar el desarrollo de zonas deprimidas o con escasos recursos.
 - Aumentar el alcance del Plan de Expansión hasta el nivel de 115 KV.
- Utilizar recursos del FAZNI para apoyar el desarrollo de programas y proyectos de construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente.
- La profundización del plan de masificación de gas se constituye en el principal elemento de ampliación de la cobertura, en concordancia con lo descrito en el objetivo 3.

En el pasado una opción utilizada por las regiones para financiar la conexión al Sistema Interconectado Nacional ha sido el Fondo Nacional de Regalías, alternativa esta que dejará de ser viable en el futuro cercano en la medida en que se reestructure y redefina la utilización de los recursos del FNR. Con el fin de compensar esta disminución de los recursos para energización rural se ha creado el Fondo de Apoyo Financiero para las zonas rurales interconectadas¹⁸ Estos recursos se podrán utilizar para apoyar el desarrollo de programas y proyectos para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente.

La interconexión al SIN de las regiones cercanas a las redes interconectadas como por ejemplo aquellas localizadas en regiones adyacentes a la costa pacífica o al piedemonte de la cordillera oriental, se vería facilitado al aumentar el alcance del Plan de Expansión hasta el nivel de 115 KV. El desarrollo de un Plan centralizado le da al Estado un instrumento que le permite gestionar el desarrollo de zonas deprimidas o con escasos recursos, que de otra forma no serían atractivas para un inversionista privado. Adicionalmente, lo que hasta la fecha ha sido una iniciativa débilmente ordenada y estructurada por las regiones¹⁹ para gestionar su desarrollo, podría convertirse en una herramienta masa adecuada que permita priorizar y direccionar los recursos disponibles.

¹⁸ Al Respecto la ley 788 de 2002 incluye el siguiente artículo:
ARTICULO 105. Por cada kilovatio/hora despachado en la bolsa de energía mayorista, el administrador del sistema de intercambio Comerciales (ASIC), recaudará un peso (\$1.00) M/cte, con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas.

El valor será pagado por los dueños de los activos del STN y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2009 y se indexará anualmente con el índice de precios al productor (IPP) calculado por el Banco de la República. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) adoptará los ajustes necesarios a la regulación vigente para hacer cumplir el artículo.

El Fondo conformado por estos recursos será administrado por el Ministerio de Minas y Energía, o por quien él designe.

PARÁGRAFO 1 Gobierno Nacional no podrá disponer de los recursos recaudados para fondos de apoyo a zonas no interconectadas e interconectadas creados en la Ley 633 de 2000 y en esta ley, para adquirir con ellos títulos de tesorería TES o cualquier otro tipo de bonos, ni podrá su ejecución ser aplazada ni congelada.

PARÁGRAFO 2. Son zonas no interconectadas para todos los efectos los departamentos contemplados en el artículo 309 de la Constitución Nacional más el departamento del Choco, el departamento del Caquetá y el departamento del Meta.

¹⁹ Los requisitos establecidos por el BPIN y los Planes de Ordenamiento Territorial no han dado los frutos esperados en lo que respecta al desarrollo armónico de las regiones

Para el caso del gas natural, el plan de masificación se constituye en el principal elemento de ampliación de la cobertura de este energético, complementado con el GLP, el cual deberá mantener e incrementar su cobertura en las pequeñas ciudades y áreas rurales en concordancia con lo descrito en el objetivo 3.

ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA A ZONAS AISLADAS

El suministro de energía en general a zonas aisladas, las cuales coinciden con las zonas más deprimidas del país y de mayor conflictividad, exigen la consideración e implementación de esquemas diferentes a los de suministro de energéticos y extensión de redes que se han manejado tradicionalmente. Estas son actividades difícilmente rentables, al menos en sus etapas iniciales.

**Favorecer el desarrollo regional y/o local
Abastecimiento de energía a zonas aisladas**

- Redefinir las condiciones de acceso al servicio de energía bajo una óptica de desarrollo regional, incorporando factores infraestructurales, ambientales, económicos, sociales e institucionales.
- Las soluciones energéticas deben identificarse en el marco de los planes de desarrollo regional o local y analizadas y priorizadas con participación de la comunidad.

Se hace necesario, en primer lugar, redefinir las condiciones de acceso de la población urbana y rural de bajos recursos al servicio de energía bajo una óptica de desarrollo regional, que incorpore la energía como un factor de desarrollo en conjunción con otros factores infraestructurales, ambientales, económicos, sociales e institucionales²⁰. Las soluciones energéticas deben identificarse en el marco de los planes de desarrollo regional o local, donde las diferentes inversiones sean analizadas y priorizadas con participación de la comunidad. Además de la sostenibilidad técnica y financiera de las soluciones planteadas, es necesario considerar la sostenibilidad económica e institucional de la solución propuesta.

A este respecto, las acciones transversales que trascienden la política energética y requieren el concurso de otros estamentos de la política pública, son:

- La selección de inversiones en el marco de los planes de ordenamiento territorial.
- El estímulo a la generación de valor agregado y empleo en la región o localidad.
- El diseño de esquemas de financiamiento especializados para el desarrollo rural integrado.
- El diseño de esquemas institucionales que aprovechen la complementariedad de la prestación de los servicios públicos.

Por otra parte, la identificación de la solución energética debe hacerse con una canasta donde se tenga en cuenta primordialmente la participación de las fuentes locales y se

²⁰ Es importante tener en cuenta que estudios sobre desigualdad y reducción de la pobreza (por ejemplo, BID 1998-1999) sugieren una secuencia temporal en inversión social que pasa por garantizar necesidades "básicas" como el agua y el saneamiento en primera instancia, seguido de cerca por la energía, y luego por la educación y la salud.

consideren las demandas potenciales derivadas de proyectos de desarrollo agroindustrial. Una vez identificada y seleccionada la solución energética, es necesario garantizar la recuperación de la inversión (total o parcial, después de los subsidios o aportes estimados como necesarios), y de la totalidad del esquema de operación y mantenimiento del esquema planteado, mediante la generación de excedentes productivos.

**Favorecer el desarrollo regional y/o local
Abastecimiento de energía a zonas aisladas**

- Además de la sostenibilidad técnica y financiera de las soluciones planteadas, es necesario considerar su sostenibilidad económica e institucional. En este sentido, algunas acciones transversales que trascienden la política energética y requieren el concurso de otros estamentos de la política pública, son:
 - Selección de inversiones en el marco de los planes de ordenamiento territorial.
 - Estimulo a la generación de valor agregado y empleo en la región o localidad.
 - Diseño de esquemas de financiamiento especializados para el desarrollo rural integrado.
 - Diseño de esquemas institucionales que aprovechen la complementariedad de la prestación de los servicios públicos.

De esta manera la política energética contribuiría al incremento de la actividad económica y de la productividad, conducentes a la generación de un mayor valor agregado y un mayor desarrollo regional y local. La experiencia muestra que en la mayoría de los casos el incremento del abastecimiento de energía a zonas rurales no ha pasado de proporcionar un nuevo combustible para reducidas actividades de tracción o procesamiento agrícola y de unas tres o cuatro horas diarias de iluminación domiciliaria²¹.

Se requiere entonces pensar en:

- Incremento de la participación de fuentes locales y del programa de GLP para el campo (Ver objetivo 3) y la sustitución de leña comercial por un energético sostenible, mediante el redireccionamiento de recursos tradicionalmente destinados a programas de reforestación, si la nueva solución energética contribuye con su reducción.
- Para cubrir los costos de inversión inicial, se deben diseñar mecanismos financieros especializados tipo FAZNI y aprovechar recursos derivados de los mecanismos de promoción ambiental, como el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), o de cooperación internacional. Además de los problemas de costos marginales crecientes, en estas regiones difícilmente se puede hablar economías de escala (aglomeración). Hay que pensar en recursos para cubrir los costos de operación y mantenimiento complementarios a los subsidios. Si la destinación de los recursos del Fondo nacional de Regalías va a ser modificada, la existencia de estos recursos de apoyo se hace aún más crítica.
- El adecuado diseño de las instituciones que van a manejar la prestación del servicio de energía, como las empresas de servicios públicos integrados. En las zonas aisladas, donde la acción territorial y municipal es fundamental, existe una gran debilidad técnica, por ello se requiere de adecuada asesoría a nivel nacional.

²¹ J. E. Torres, Energización Rural en el Contexto de Reformas Sectoriales en América Latina: Reflexiones y Pautas, GLAERS.

**Favorecer el desarrollo regional y/o local
Abastecimiento de energía a zonas aisladas**

- Las soluciones energéticas deben considerar primordialmente la participación de las fuentes locales y las demandas potenciales derivadas de proyectos de desarrollo.
 - Para cubrir los costos de inversión inicial, se deben diseñar mecanismos financieros especializados.
 - Diseñar adecuadamente las instituciones que van a manejar la prestación del servicio de energía, como las empresas de servicios públicos integrados, y prestarles asesoría técnica.
- La integración de sistemas de paneles solares directamente en la arquitectura de las viviendas y edificios en zonas aisladas de la red eléctrica, es una opción promisoría para impulsar la difusión y comercialización de los sistemas fotovoltaicos en mayor escala.



Plan Energético Nacional

**Investigación
y Desarrollo:
Incorporación
de Nuevas
Fuentes
y Tecnologías**

INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO: INCORPORACIÓN DE NUEVAS FUENTES Y TECNOLOGÍAS

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA EN COLOMBIA

El sector energético es un sector intensivo en capital, en el cual la interacción y mutua dependencia entre recursos, tecnologías, infraestructuras y esquemas institucionales y sociales, conforma regímenes tecnológicos cuya alteración requiere periodos de tiempo considerables.

Las variables tecnológicas tienen una importancia crítica, pues el consumo energético deberá aumentar para soportar el crecimiento económico y mejorar las condiciones de desarrollo de la población. Asimismo, ello dependerá de la capacidad de construir y mantener una base científica y tecnológica que permita la adecuada adopción y adaptación de nuevas tecnologías a necesidades y condiciones locales y lo que sería aún más interesante e importante, saltar etapas tecnológicas hacia sistemas más modulares y flexibles, que se adecuarían fácilmente a nuestra geografía y condiciones de conflictividad.

A nivel mundial, se prevé que el aumento de la demanda de energía será atendido progresivamente con fuentes más limpias y mediante tecnologías más eficientes. Igualmente se continuará con la tendencia hacia una disminución de la intensidad energética, gracias a las innovaciones tecnológicas logradas en aras de una mayor competitividad económica y una reducción de la contaminación ambiental. El cambio hacia sistemas energéticos más productivos y con menores impactos ambientales requerirá de continuas inversiones en I&D y de proyectos de demostración que permitan acumular la experiencia y conocimiento para que las innovaciones tecnológicas puedan alcanzar la competitividad y así, penetrar en los mercados energéticos. De esta manera, las decisiones de I&D del corto y mediano plazo, en términos de montos de inversión y áreas prioritarias, serán un factor determinante de la configuración del sistema energético en el largo plazo.

A nivel nacional, aunque se ha reconocido la importancia de las inversiones en ciencia y tecnología, este reconocimiento no ha sido muy efectivo en la destinación de recursos y los resultados obtenidos tampoco han sido muy contundentes. En la actualidad, este reconocimiento es aún menos efectivo, al menos en las primeras etapas de los procesos de liberalización de los mercados y corre el riesgo de verse considerablemente mermado afectando los procesos de acumulación de capacidades y conocimiento.

El retiro del Estado de la prestación de los servicios públicos ha traído consigo la disminución de los recursos destinados a apoyar el desarrollo científico y tecnológico nacional en el sector energético, por cuanto las empresas privadas, en su mayoría de origen extranjero, efectúan las labores de investigación y desarrollo en sus países de origen.

Las políticas y acciones de I&D en general se encuentran desarticuladas del sector energético y la dinámica de los grupos de investigación es muy discreta limitándose solamente al ámbito académico sin trascender a las instituciones, las empresas y el usuario final; es decir no existe una adecuada difusión de los resultados de las investigaciones y de las innovaciones y se desconocen los incentivos para la investigación y el desarrollo tecnológico en las empresas del sector.

Se requiere agenciar recursos del Estado para garantizar la sostenibilidad de los esfuerzos realizados en el pasado, los cuales se han caracterizado por haber sido desarrollados de forma aislada y con escasa difusión y aplicación de resultados. Una conjunción de acciones y recursos de Colciencias y las empresas y entidades del sector energético podría aportar al logro de este objetivo.

La evolución de la financiación por tipo de proyecto pasó en gran proporción de la investigación básica a la innovación por proceso y por producto en los últimos cinco años debido precisamente a la incorporación en el sistema de nuevos mecanismos de cofinanciación y crédito con incentivo a la innovación tecnológica en el sector productivo creando así un vínculo muy importante entre las universidades, los Centros de Desarrollo Tecnológico y el sector empresarial nacional. En el país existen solamente cinco centros de desarrollo tecnológico²² (CDT's), y un total de 50 grupos de investigación.

Es de lamentar que las empresas de capital extranjero, tanto del sector petrolero, como del gas natural y la electricidad, no destinan recursos para la I&D en Colombia.

Tanto las empresas nacionales como extranjeras prefieren privilegiar la creación de organizaciones gremiales, de escasa capacidad tecnológica, pero con gran capacidad de cabildeo, las cuales no requieren de gran inversión, y cuyos costos de funcionamiento son relativamente bajos.

Quizás el único sector que es excepción en la materia, es el sector eléctrico, el cual cuenta con el CIDET. En el sector petrolero, a pesar de los grandes recursos que se manejan, las empresas petroleras no contratan su I&D con el IPC, el cual viene siendo un centro de investigaciones de ECOPETROL.

²² En energía y minería existen cinco CDT: Instituto Colombiano del Petróleo ICP, Corporación Centro de Investigaciones y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico CIDET, Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas, Corporación para la Investigación y Desarrollo de Asfaltos CORASFALTOS, Corporación para la Investigación de la Corrosión, CIC.

La distribución de los grupos de investigación han presentado un gran dinámica en temas de Carbón con un 29% del total, seguido de los grupos relacionados con la Energía Eléctrica 13%, y en Planeamiento Energético y Uso Racional con 8% del total.

El Carbón presenta una de las experiencias con mayor continuidad, debido a la alianza entre Colciencias y Ecocarbón (Minercol), mediante la creación de un fondo para la investigación en carbón, FONIC.

En Gas la investigación y el desarrollo tecnológico, aún no presentan la dinámica que se podría esperar de un combustible tan importante. En el trabajo el CDT de Gas con grupos de la Universidad Industrial de Santander. También labora en este tema, la Universidad de los Andes, la Universidad del Norte y la Universidad Pontificia Bolivariana.

En los temas de hidrocarburos, se destaca el ICP como entidad de gran dinámica y liderazgo en la investigación, desarrollo y transferencia de tecnologías que contribuyen en la optimización del valor agregado de ECOPETROL y del sector de hidrocarburos en general.

El ICP posee una importante infraestructura en laboratorios y plantas pilotos y un grupo humano de formación avanzada, que en conjunto con varias universidades ha realizado un grupo importante de investigaciones sobre diversos temas, tales como combustibles, mejoramiento de la exploración, caracterización de yacimientos, entre otros.

Finalmente cabe comentar que en el tema de eficiencia energética, los trabajos se relacionan con las auditorías energéticas y la gestión energética en la industria.

ELEMENTOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN PLAN

Existe un gran potencial en el Sistema Nacional de Ciencia y Tecnología, con grupos de investigación consolidados, infraestructura y mecanismos de financiación. Es necesario la articulación de políticas y acciones, para que se creen compromisos y se logre la integración entre la comunidad científica, las instituciones y las empresas, con el fin de desarrollar en forma eficaz las líneas de investigación.

Es necesario fortalecer el Sistema de Ciencia y Tecnología, procurando la integración de acciones entre los diferentes agentes y la difusión de los mecanismos de financiación de proyectos. Es importante resaltar el surgimiento de grupos de gestión tecnológica en empresas como ISA, ISAGEN, EPM, CODENSA, encargados de promover la innovación en sus entidades.

Es necesario vincular mas empresas y sectores a la I&D, se observa que solo las empresas del sector eléctrico desarrollan estas actividades.

Las empresas petroleras, del gas natural y del GLP, cada una dentro de su escala, deben participar en la I&D del país, promoviendo investigaciones conjuntamente con las universidades locales, y con los centros de investigación.

La labor de la investigación no puede quedar únicamente en cabeza del Estado. Para lograr que la investigación aumente con participación de las empresas privadas del sector energético, y se salga del entorno de la financiación estatal, es necesario mirar las políticas a dos niveles, lo pactado contractualmente y los incentivos económicos.

**Investigación y desarrollo:
Incorporación de nuevas fuentes y tecnologías**

- Articulación de políticas y acciones, para que se generen compromisos y se logre la integración entre la comunidad científica, las instituciones y las empresas.
- Fortalecer el Sistema de Ciencia y Tecnología.
- Difusión de los mecanismos de financiación de proyectos de investigación.
- Incrementar la investigación con la participación de las empresas privadas del sector energético.
 - Incluir en los contratos firmados entre el Estado y las empresas energéticas, cláusulas que impliquen inversión en I&D local.
 - Aplicar deducción tributaria y deducción del impuesto de renta para la inversión en proyectos de innovación.
 - Impulsar los recursos estatales que existen para la I&D.
 - Incentivo del crédito para la innovación tecnológica.
 - Cofinanciación de proyectos.
 - Capital semilla.
 - Recursos del SENA.
- Realizar convenios entre las empresas, tanto del sector energético como del productivo, y el Estado, para la conformación de Fondos que permitan la cofinanciación de proyectos en temas de interés de los aportantes.

En el primer aspecto, es de especial relevancia que en los contratos firmados entre el Estado y las empresas energéticas, como el caso petrolero, se incluyan cláusulas que impliquen inversión en I&D local y que estas investigaciones se enmarquen dentro del Sistema Nacional de Ciencia y Tecnología. Igual tratamiento se le debe dar a las demás empresas del sector energético.

En el segundo aspecto se puede citar la deducción tributaria, la deducción del impuesto de renta para la inversión en proyectos de innovación y la deducción tributaria por donaciones.

Por otro lado es necesario impulsar los recursos estatales que existen para la I&D, entre los cuales se tienen: el incentivo del crédito para la innovación tecnológica, la cofinanciación de proyectos, el capital semilla y recursos del SENA.

Además, las empresas tanto del sector energético como del productivo pueden realizar convenios con el Estado, para la conformación de Fondos que permitan la cofinanciación de proyectos en temas de interés de los aportantes (Caso FONIC).

LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN RECOMENDADAS

Entre las acciones a apoyar en el contexto de este Plan, se pueden mencionar:

Hidrocarburos

- Prospección geológica para petróleo y gas.
- Métodos y técnicas de exploración y explotación en el piedemonte llanero.
- Metodologías y técnicas de exploración en áreas profundas.
- Tecnologías para el control del robo y contrabando de combustibles.
- Medición de gas (metrología).
- Mejoramiento en los procesos de producción de hidrocarburos.
- Conversión de gas natural a líquidos.
- Corrosión en la infraestructura de transporte.
- Optimización en los procesos de combustión (carbón y gas).

Sector Eléctrico

- Métodos y técnicas para la reducción de pérdidas de energía eléctrica.
- Tecnologías de generación distribuida y microredes.
- Compatibilidad electromagnética.
- Calidad de la potencia eléctrica.
- Disminución en fallas de transformadores de distribución (calidad de la energía).
- Planeamiento de la red de transmisión.
- Sistemas de generación eléctrica a partir de biomasa.
- Cogeneración

URE

- Desarrollo de sistemas de recuperación de calor.
- Tecnologías de uso racional y eficiente de la energía.
- Energías no convencionales.
- Tecnologías para reducir la contaminación y el impacto ambiental de los energéticos y su uso.

CARBON

- Carboquímica y gasificación del carbón.
- Conversión de carbón a líquidos.

FUENTES ALTERNAS

- Parques eólicos y geotermia.
- Desarrollo de celdas solares.
- Gasificación de biomasa.

- Celdas de combustibles.
- Desarrollo de biocombustibles (Biodiesel y Alcohol).

OTROS

- Corrosión a alta temperatura.
- Biocorrosión.

LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN EN CURSO EN ALGUNAS INSTITUCIONES

ICP - Petróleo y derivados

- Modelamiento petrofísico integrado.
- Técnicas y métodos de exploración y explotación de hidrocarburos en áreas complejas.
- Daños a la formación en campos de producción de hidrocarburos.
- Recobro mejorado.
- Desulfurización de combustibles.
- Valorización de combustibles y de crudos pesados.

CDT Sector gas natural

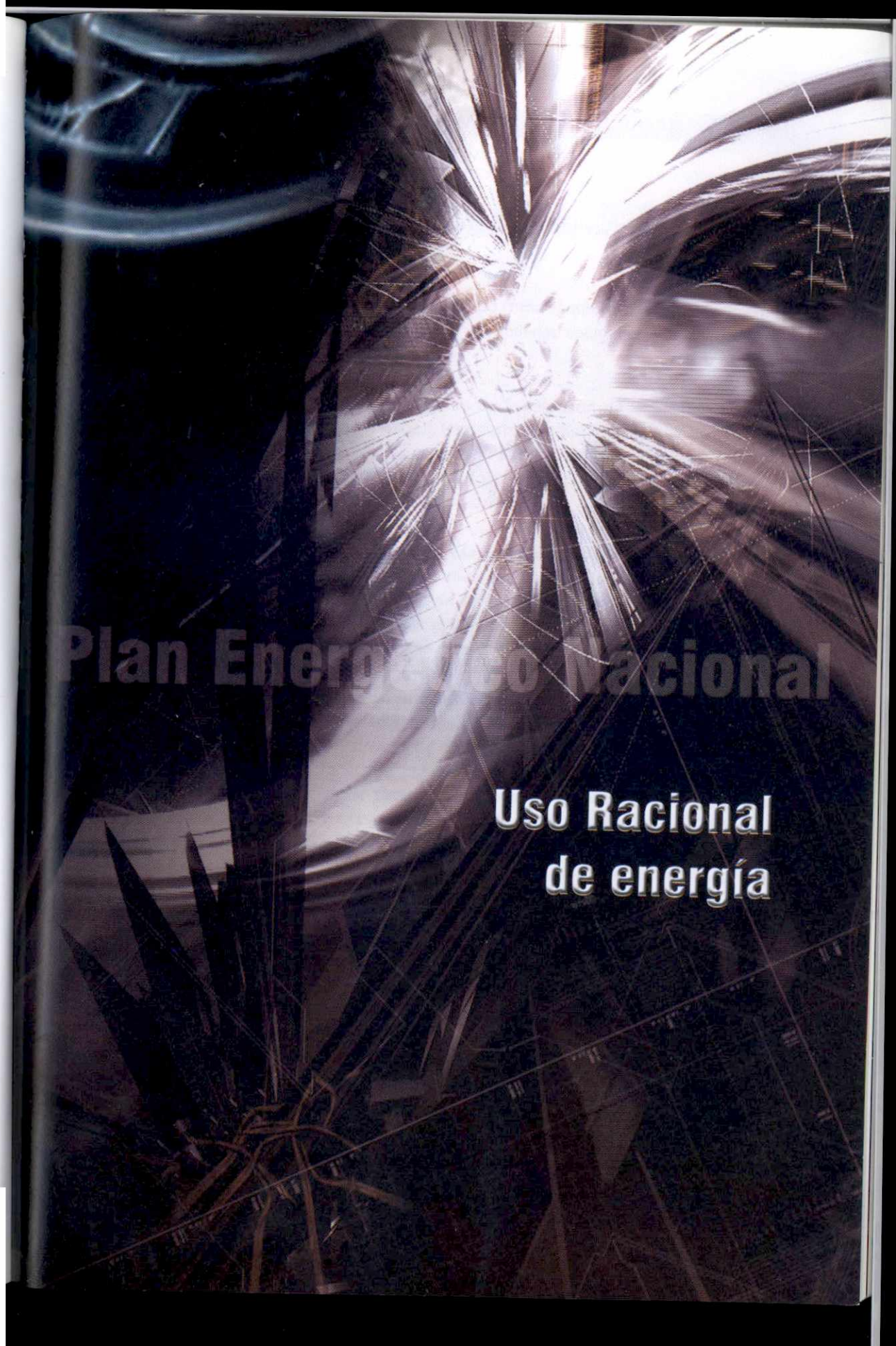
- Sistema de GNC para uso en vehículos.
- Optimización del procesamiento y tratamiento del gas natural.
- Uso del gas natural en procesos de generación de energía (Ciclo STIG, ciclo combinado y cogeneración).
- Uso del gas natural en procesos de secado, cocción, calefacción, refrigeración e industriales.
- Diseño, fabricación y control de partes y equipos para la industria del gas.
- Gasoquímica.

CIDET Sector eléctrico

- Control de pérdidas.
- Equipos básicos para la distribución.
- Sistemas de control para la calidad de la potencia.
- Desarrollo de materiales.
- Telemedición y control.
- Generación distribuida.
- Equipos de bajo consumo (URE).
- Software de vigilancia, control y operación.

El Anexo A presenta una recopilación de las líneas estratégicas y las estrategias identificadas para cada uno de los Objetivos.

El Anexo B presenta una recopilación de las líneas estratégicas y las estrategias identificadas para los diferentes energéticos.



Plan Energético Nacional

**Uso Racional
de energía**

USO RACIONAL DE ENERGÍA

El Uso Racional y Eficiente de la Energía, entendido como el aprovechamiento óptimo de la energía en todas los eslabones de las diferentes cadenas energéticas, es una estrategia transversal a todos los objetivos del PEN.

La práctica de URE debe realizarse partiendo de la selección de la fuente energética, optimizando su producción, transformación, transporte, distribución, y consumo e incluyendo su reutilización cuando sea posible. De esta manera se constituye en una medida efectiva para propiciar el crecimiento económico, el desarrollo social y por tanto el bienestar nacional, contribuyendo a la sostenibilidad del desarrollo colombiano.

Por esta razón, el Congreso Nacional mediante la expedición de la Ley 697 de 2001 declaró al Uso Racional y Eficiente de la Energía como asunto de interés social, público y de conveniencia nacional. Con la promulgación de esta Ley se sentaron la bases jurídicas necesarias para que el Estado pueda organizar, fomentar e impulsar el criterio URE y promover la utilización de las energías alternativas de manera efectiva en Colombia.

Consumir los recursos energéticos en forma más eficiente, aumenta la disponibilidad de fuentes hacia la exportación, de manera que se facilita el objetivo de garantizar el aporte del sector energético a la balanza comercial y a los ingresos a la nación. Así por ejemplo, programas de URE en el sector transporte, como la inclusión de mezclas carburantes de biocombustibles, la promoción de sistemas de transporte público eficientes en grandes ciudades, agilización de corredores de transporte de carga intermunicipales (incluyendo construcción de túneles), GNV, etc., puedan reducir la demanda de gasolina y ACPM, aliviando o retrasando las necesidades de importación de crudo o de dichos derivados.

Al reducir la factura energética mediante programas de URE tanto para los sectores productivos como para la población en general, se incrementa la competitividad de toda la economía colombiana. Al mismo tiempo, la utilización racional de las fuentes energéticas partiendo desde la escogencia de las fuentes primarias, junto con una economía más competitiva, soportan la consolidación de los esquemas competitivos de los mercados energéticos en Colombia y a la vez reduce o retrasa las necesidades de ampliación de la infraestructura energética en Colombia. Para que la cultura URE quede definitivamente instaurada en el país, se requiere que el mercado de servicios energéticos comience a funcionar, incluyendo tanto los actores de oferta (ESCOS, empresas de consultoría, Universidades, etc.) como de la demanda (Sectores productivos, sector financiero), creándose así un nuevo segmento de mercado energético en Colombia.

El Plan de Masificación del Gas Natural es el proyecto URE de mayor envergadura llevado a cabo en Colombia y ha demostrado ser factor decisivo en la diversificación de la canasta energética ampliando y tendiendo a garantizar la oferta interna de energéticos con precios competitivos.

La racionalidad del empleo de las fuentes disponibles local y/o regionalmente, así como la promoción para la utilización de fuentes no convencionales junto con programas de desarrollo que no sólo involucran el sector energético, favorece de manera clara el desarrollo local y regional.

Los proyectos URE que tienen que ver con el uso final de la energía y con la eficiencia energética implican una alta componente de transferencia tecnológica, renovación y modernización del parque de equipos de conversión a energía útil en todos los sectores, fortaleciéndose así el objetivo final del PEN: Investigación y Desarrollo.

DIRECTRICES DE ORIENTACIÓN

Es necesario incorporar dentro de las estrategias de mediano y largo plazo del Sector Energético Nacional, el concepto de URE. Sin embargo, su incorporación en la cultura colombiana representa un gran reto por cuanto significa diseñar una política energética en el contexto de un proceso en transición marcado por una nueva realidad económica de globalización y liberación de los mercados (ALCA, APTA).

Por otra parte, la tendencia al retiro de las actividades productivas, por parte del Gobierno, implica que necesariamente la participación del sector privado adquiere mayor relevancia. Las estrategias y proyectos de Uso Racional de Energía deben diseñarse con objetivos de mejora en la productividad de los procesos, en un contexto de competitividad.

El papel del Gobierno se orienta a establecer directrices e impulsar actuaciones que conlleven resultados, allí donde el mercado por sí solo no los obtiene, y a generar un cambio cultural hacia el Uso Racional de Energía.

La estrategia para impulsar las acciones de uso racional y eficiente apunta a superar las barreras identificadas, las cuales son: barreras de mercado, de información, culturales e institucionales.

Para superar estas barreras se han diseñado distintos instrumentos agrupados en forma análoga, clasificados como: a) económicos, b) legales, c) culturales, d) informativos y demostrativos, y que giran alrededor del desarrollo de los servicios de gestión energética.

Esta estrategia reposa sobre la base legal establecida en la Ley 697 de 2001, utiliza las líneas financieras IFI-URE y BANCOLDEX-URE, e incorpora la información existente sobre los potenciales de URE en la industria y el potencial del mercado de servicios energéticos en Colombia.

INSTRUMENTOS ECONÓMICOS

Estos instrumentos apuntan a levantar las barreras de tipo económico y constituyen uno de los mecanismos más importantes para el desarrollo y éxito de proyectos URE. Los incentivos económicos ocupan una posición central para promover programas y proyectos de eficiencia energética en la búsqueda de un modelo de producción sostenible económica, energética, ambiental y socialmente.

Uno de los mayores obstáculos para poner en marcha los proyectos de URE es la dificultad para acceder a recursos de financiamiento, tanto por la carencia de esquemas financieros para proyectos de URE, como por la ausencia de estímulos específicos. La UPME conjuntamente con el IFI y BANCOLDEX ha diseñado un esquema de incentivo indirecto para apoyar la incorporación de tecnologías eficientes y la optimización del uso de la energía en los sectores productivos, a través de dos líneas de crédito. Si bien las líneas de redescuentos ya están operativas, su impulso y puesta en marcha definitiva mediante divulgación y acompañamiento tanto a industriales como a la banca de primer piso, es una labor que se debe adelantar de manera prioritaria.

La efectividad de estas acciones de apoyo se vería incrementada a través de medidas tales como la internalización de costos ambientales en la estructura de precios (aplicando el principio de: "el que contamina paga"), lo cual haría más competitivos a los energéticos ambientalmente amigables.

En esta misma línea, dado que las acciones de Uso Racional y Eficiente de la Energía por lo general implican menor consumo de recursos naturales y disminución de impactos ambientales¹, existe la posibilidad de aprovechar los incentivos nacionales establecidos a través del Convenio de Producción Más Limpia, así como de fuentes internacionales de financiamiento existentes para incentivar el uso de tecnologías ambientalmente amigables. Entre ellos uno de los más importantes y que en la actualidad está en auge, es el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), derivado del Protocolo de Kioto, mediante el cual a través del Fondo Prototipo del Carbono del Banco Mundial, Colombia accedió a recursos para apalancar las inversiones del parque eólico Jepirachi en la Guajira, y del proyecto de generación hidráulica del Río Amoyá en el Tolima.

¹ Desde este punto de vista las estrategias URE terminan siendo también estrategias que protegen o conservan el medio ambiente.

INSTRUMENTOS LEGALES

Si bien algunos programas URE han tenido éxito, tal como el Plan de Masificación de Gas, en general ha sido difícil aplicar en forma efectiva las políticas diseñadas en materia de Uso Racional de Energía. Uno de los obstáculos encontrados ha sido la ausencia de un adecuado marco legal y regulatorio como elemento indispensable para consolidar la existencia de un mercado de servicios URE. La expedición de la Ley 697 de 2001 apunta a levantar esta barrera.

La reglamentación de la mencionada Ley es un paso indispensable para hacer efectivos los mecanismos en ella plasmados. En dicha reglamentación se deberá dar cuerpo al Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía "PROURE", creado en la Ley.

Este Programa estará constituido por diversos subprogramas de URE diseñados específicamente para los diferentes sectores de la economía nacional y/o grupos objetivos. Se deberán diseñar prioritariamente programas de URE para los sectores Transporte, Industria, Residencial y Comercial, en los que se establezcan metas de ahorro, planes y cronogramas de trabajo.

Otra herramienta de importante aplicación, que tiene una incidencia favorable para el desarrollo de la estrategia de URE, es la consolidación de condiciones de mercado favorables para la penetración de tecnología eficiente en equipos de uso final de energía de consumo masivo. En este sentido, la UPME diseñó el Programa Colombiano de Normalización, Acreditación, Certificación y Etiquetado de Equipos de Uso Final de Energía, "PROGRAMA CONOCE"², que reglamentará la utilización de una etiqueta que indica el desempeño energético de los equipos de uso final, la cual será una ventaja competitiva de mercado para los equipos que presenten más eficientes.

INSTRUMENTOS CULTURALES

Este instrumento ataca las barreras culturales que deben ser superadas, con miras a reforzar e implementar el uso racional y eficiente de la energía. En este sentido se diseñó un programa de capacitación para el fomento de los servicios de URE enfocado particularmente a la demanda.

Este programa también incluye las acciones requeridas para que la UPME conjuntamente con las entidades responsables del sistema educativo colombiano, a través de la educación formal, no formal e informal, estructuren un proceso educativo que haga posible transformar

² "PROGRAMA CONOCE" es el primer subprograma del PROURE creado por la Ley 697.

y potenciar en el individuo su actitud frente a la energía. Con el fin de aliviar esfuerzos, se podría utilizar la experiencia ganada en la incorporación del tema ambiental en las cátedras colombianas.

Como parte del PROURE, se diseñarán los programas educativos que se insertarán en los diferentes currículos nacionales. Así mismo, se plantearán proyectos demostrativos y educativos dirigidos especialmente hacia los niños³.

INSTRUMENTOS INFORMATIVOS

Un elemento importante para la motivación a la eficiencia energética, se relaciona con la sensibilización de los usuarios sobre opciones de ahorro de energía. Son múltiples las opciones existentes para dicha motivación y debe abarcar desde la capacitación misma a los distintos consumidores, hasta la realización de programas de asistencia técnica y convenios voluntarios.

En primera instancia se implantará el sistema de información URE dependiente del Sistema de Información de la UPME. En este sistema se incluirán los estudios realizados sobre los potenciales de ahorro de energía en el sector industrial, así como artículos y estudios de referencia realizados en otros países. Así mismo se pondrá a disposición de los usuarios un software especializado en cálculos técnico-económicos para evaluar proyectos de eficiencia energética.

Por otra parte, en el sector residencial se utilizara la promoción y divulgación de fascículos informativos sobre actuaciones en hábitos de consumo, la introducción de luminarias eficientes y sustitución de energéticos, así como efectuar programas explicativos respecto de la lectura de la etiqueta de eficiencia energética que portarán los equipos de uso final acorde con el programa CONOCE.

El sector industrial, el de mayor opción para el fomento de URE, contará con publicaciones, software, seminarios, talleres, conferencias, y programas de asistencia técnica y demostrativos de tecnologías de uso eficiente de energía.

Otro instrumento surgido en este ámbito, corresponde a los convenios voluntarios, los cuales constituyen compromisos por parte de los empresarios para mejorar la eficiencia energética, la cual se traduce en menores costos para producción de bienes y reducción de los impactos ambientales generados en la realización de procesos de producción. Esta medida puede también ser extendida al sector de servicios y ciertos segmentos del sector transporte.

³ En MALOKA, se instaló un módulo de URE.



Plan Energético Nacional

Aspectos Ambientales

ASPECTOS AMBIENTALES

Durante las últimas décadas la preocupación de los impactos ambientales ocasionados por la actividad humana y en particular, por el uso de la energía, ha llegado a ser de importancia primordial en los procesos de planeación y desarrollo económico y social de la comunidad mundial.

En la actualidad existe una preocupación mundial por los efectos causados por la emisión de contaminantes ocasionados por el uso de la energía. Así por ejemplo, la amenaza del cambio climático global debida a la acumulación de gases de efecto invernadero provenientes, en su mayoría, de la quema de combustibles fósiles generó la aparición del Protocolo de Kyoto como una respuesta también global, para enfrentar este problema.

La preocupación de causar menores impactos al medio ambiente ha generado importantes avances tecnológicos, no sólo en la utilización de fuentes tradicionales mediante incrementos en la eficiencia de los equipos, sino también la aceleración de la maduración de tecnologías que emplean fuentes menos contaminantes.

En Colombia, las acciones legales y regulatorias coordinadas por parte del Gobierno Nacional están abogando por cristalizar un desarrollo del aparato productivo amigable con el Medio Ambiente. Dentro de estas acciones están los instrumentos fiscales de reducción de impuestos y aranceles puestos a disposición de tecnologías limpias, así como la gestión gubernamental¹ para la utilización de recursos ofrecidos por agencias internacionales, tales como el GEF o el MDL.

Por una parte, los esfuerzos del sector energético por implementar acciones de uso racional y eficiente de la energía alivia las presiones sobre los recursos naturales y del medio ambiente. Y por la otra, los esfuerzos de las autoridades ambientales en racionalizar los procesos de otorgamiento de permisos y concesiones o licenciamiento ambiental para la instalación de infraestructura energética, reduce presiones financieras y temporales sobre el desarrollo de proyectos energéticos.

El PEN considera que esta modalidad de trabajo coordinado ambiente-energía no sólo debe continuar sino que también debe profundizarse y por ende, la estrategia de la consideración al medio ambiente se considera transversal a los objetivos del plan. Las restricciones ambientales no deben considerarse un barrera para el desarrollo energético ni este último debe ser considerado una amenaza para el medio ambiente.

¹ Recientemente en el Ministerio del Medio Ambiente se creó la Oficina Colombiana para la Mitigación del Cambio Climático, encargada de manejar el portafolio de proyectos nacionales a ser financiados mediante el MDL.

Una estrategia para incorporar el componente ambiental en los procesos de planificación sectorial consiste en el desarrollo y mejoramiento de instrumentos de evaluación ambiental en el nivel de políticas, planes y programas. En esta línea se dará énfasis a las Evaluaciones Ambientales Estratégicas, EAE² por sectores productivos, por regiones o teniendo en cuenta problemas específicos. Entre los sectores seleccionados se incluye la actualización y complementación de la EAE del sector eléctrico.

En el tema de la exploración petrolera, los permisos ambientales se habían convertido en un freno para el desarrollo de los proyectos, no porque el permiso en sí mismo comportara exigencias muy estrictas o porque los proyectos no fueran viables ambientalmente, sino por los largos procedimientos y plazos a que se veían sometidas las solicitudes ante el Ministerio del Medio Ambiente.

Mediante la disminución en forma sustancial de los plazos para obtención de la licencia ambiental, se han hecho importantes progresos. Con este fin se expidió el decreto 1728 de 2002 con el cual se excluyeron el 60 % de proyectos que requerían de licencia ambiental, incluida la sísmica, y se redujo aproximadamente en un 60% el tiempo promedio de tramitación de los restantes.

Así mismo, el Ministerio del Medio Ambiente creó el 12 de noviembre de 2002 la Secretaría Jurídica, con la cual se aspira a reducir significativamente los trámites para las licencias en el corto plazo.

Con el propósito de hacer compatible el desarrollo del sector hidrocarburos con la sostenibilidad en el largo plazo del entorno físico, se debe continuar con la optimización del esquema de licencias ambientales, y evaluar la factibilidad del licenciamiento ambiental y social de los proyectos petroleros antes de la adjudicación de los bloques (pre-licenciamiento).

La inclusión de oxigenantes en la gasolina y el ACPM, es decir, etanol para la gasolina, y biodiesel para el ACPM, genera beneficios ambientales originados principalmente en la reducción de emisiones.

A través de la reglamentación de la Ley 693 de 2001 de alcoholes carburantes, se establecerán las metas específicas y los mecanismos para su inserción gradual en las gasolinas. Complementariamente se hace necesario identificar estrategias que permitan la incorporación del biodiesel en Colombia³.

² Las EAE, permiten una evaluación comprensiva e integral de los asuntos ambientales, y pueden utilizarse para establecer políticas de desarrollo sectorial o regional ambientalmente idóneas, que de igual forma permitan la viabilidad técnica y financiera de los proyectos del sector (Evaluación Ambiental Sectorial –documento Banco Mundial, 1998)

³ Según estudios técnicos, puede llegarse a mezclar hasta un 22% de alcohol en las gasolinas sin necesidad de realizar cambios en los motores de los vehículos, mientras que para el diesel se puede llegar hasta el 100% de biocombustible.

Los inversionistas privados, mayormente del sector agrícola, harían las inversiones y desarrollos necesarios para producir el alcohol y el biodiesel, pero si no hay quien garantice la existencia de un mercado, correrían el riesgo de invertir en activos no productivos.

Para lograr que estos proyectos sean exitosos en el país, se requerirá de una actitud proactiva del gobierno nacional quien deberá implementar las lineamientos de la ley y de los decretos y resoluciones reglamentarias.

Otro tema relacionado con el impacto ambiental de los combustibles, se refiere al empleo de Gas Natural Vehicular en las ciudades. Hasta la fecha este mercado ha tenido un desarrollo basado en la iniciativa privada, y si bien la reglamentación gubernamental, para el gas vehicular está diseñada, la política de precios, especialmente en lo que atañe al combustible diesel, hace que el gas vehicular difícilmente compita con este último.

La política de precios del combustible diesel ha incentivado el incremento de su consumo en los últimos años, lo cual ha traído como consecuencia una mayor contaminación urbana, especialmente en lo que se refiere a material particulado, SOx y NOx⁴. La política de precios de los combustibles vehiculares, no ha buscado privilegiar combustibles más limpios, sino que se ha limitado a considerar solamente aspectos impositivos, económicos, empresariales o gremiales, con un alcance de tipo coyuntural, sin mirar el largo plazo, ni internalizar costos ambientales.

Los lineamientos estratégicos establecidos en el Objetivo "Ampliar y Garantizar la Oferta Interna de Energéticos con Precios Eficientes" apuntan en el sentido de revelar, a través del esquema de precios, el impacto ambiental.

Estos mismos lineamientos estratégicos pueden inducir una mayor penetración del gas natural en la industria, relevando el impacto ambiental a través del sistema de precios y trayendo beneficios ambientales en los diversos sectores de consumo.

El gas natural ha traído beneficios en el consumo doméstico, por cuanto ha contribuido a que volúmenes importantes de GLP sean liberados del consumo en las grandes ciudades, y se haya incrementado la comercialización de este combustible en zonas más apartadas y especialmente en poblaciones rurales, contribuyendo al descenso en el consumo de la leña.

La Evaluación Ambiental Estratégica es considerada como instrumento importante para abordar problemas ambientales regionales y específicos, como aquellos asociados a la infraestructura de transporte y portuaria del carbón.

⁴ Estudio de Evaluación de Flotas de Buses a GNV, Universidad de los Andes, 2002

Ante la problemática ambiental presentada en algunos puertos carboníferos por falta de medidas de prevención y control de la contaminación, especialmente atmosférica, es indispensable una labor de seguimiento y control que permita reducir los impactos ambientales actuales que en algunas oportunidades, han llevado a cierres por parte de la autoridad ambiental.

Este aspecto se vuelve especialmente importante, teniendo en cuenta los nuevos proyectos previstos para aumentar la capacidad de producción para los mercados internacionales y la problemática regional presentada por los proyectos portuarios existentes y las expectativas ante los nuevos desarrollos.

La actualización y complementación de la Evaluación Ambiental Estratégica para el sector eléctrico, facilitará la adecuada incorporación de la variable ambiental en las políticas, los planes y los programas de expansión del sector.

Otro punto a considerar es la participación del sector eléctrico en el manejo integral del agua, como contribución para mejorar la oferta de agua base para el desarrollo de su actividad de generación hidráulica, a través de los Consejos del Agua, instancia de participación prevista para la planificación, evaluación y control de la gestión del recurso hídrico que sobre las cuencas hidrográficas desarrollen las Corporaciones Autónomas.

La participación del sector eléctrico en los consejos del agua debe contribuir a la efectiva inversión de las transferencias y su articulación con otras fuentes de financiación para el manejo integral del recurso hídrico en sus áreas de influencia.

Un aspecto importante en materia de desarrollo sostenible, es el relacionado con la estructuración de proyectos de generación hidráulica, que permitan un manejo adicional del recurso hídrico, tales como los distritos de riego, la creación de embalses para acueductos, y la regulación de crecientes e inundaciones.

Anexo A

ANEXO A

**LINEAS ESTRATEGICAS Y ESTRATEGIAS
DE LOS OBJETIVOS DEL PEN****OBJETIVO 1: Garantizar el Aporte a la Balanza Comercial y a los Ingresos de la Nación.**

1. Incrementar la producción de crudo:
 - Sin pretender reemplazar la tarea de las empresas petroleras en la búsqueda de petróleo, el papel de ECOPETROL deberá concentrarse prioritariamente, en la exploración y producción de petróleo.
 - Comprar reservas en el exterior, práctica de negocios común en la industria petrolera tanto por compañías privadas como por compañías estatales para aumentar su base de reservas.
 - Mitigar las restricciones que obstaculizan la exploración con el fin de incrementar las reservas con efectos de mediano largo plazo, entre ellas:
 - Mejorar las condiciones de orden público y aumentar la seguridad y protección a la infraestructura petrolera. Esto se enmarca dentro del objetivo gubernamental de seguridad democrática del país.
 - Permitir a los contratos de asociación 50% - 50% en etapa de exploración pasar a contratos de asociación 70% - 30%, para que a cambio, los socios asuman programas agresivos en perforación de pozos A-3.
 - Mejorar el seguimiento al cumplimiento de las obligaciones exploratorias y minimizar las prorrogas a los plazos de dichas obligaciones. La gestión de ECOPETROL debe estar orientada a eliminar las barreras que llevan a los socios a solicitar extensión de los plazos o a congelar áreas.

- En ciertos casos, se podrían establecer alianzas estratégicas con compañías establecidas en el país para agilizar proyectos exploratorios definidos por ECOPEPETROL.
- Agilizar al máximo las licencias ambientales y la negociación con las comunidades.
- Aumentar la producción de las reservas remanentes conocidas, con efectos de corto plazo.
 - Promover la producción incremental en los campos actualmente en producción, en áreas de producción de ECOPEPETROL, aprovechando la infraestructura existente. Combinando, con el fin de aprovechar al máximo los recursos disponibles, la inversión directa por parte de ECOPEPETROL en unos casos, con el desarrollo de asociaciones con capital privado en otros.
 - Diseñar esquemas contractuales orientados a estimular el desarrollo de campos pequeños, teniendo en cuenta la participación de la industria nacional.

2. DESARROLLAR ADECUADAMENTE LA CADENA DE GENERACIÓN DE VALOR DE LA INDUSTRIA PETROLERA.

- Exportar productos petroquímicos y refinados (en el caso de aquellos que sean excedentes).
- Las inversiones necesarias tanto en los proyectos petroquímicos como en refinación, preferiblemente deben ser realizadas por capital privado.
 - Establecer políticas para facilitar la inversión privada en estas actividades, bien sea mediante acuerdos comerciales de abastecimiento de materias primas para los proyectos o asociándose mediante el aporte de activos de la nación en emprendimientos conjuntos.

3. DISMINUCIÓN DE LA DEPENDENCIA EN LA GASOLINA Y EL DIESEL EN LA OFERTA DE COMBUSTIBLES PARA EL MERCADO AUTOMOTOR.

- Desarrollar fuentes alternas de combustibles:
 - Impulso del gobierno nacional al programa de GNV. Entre otros: a través de la política de precios.
 - Desarrollo del programa de alcohol carburante y de Biodiesel.

- Desarrollar métodos más eficientes de transporte:
 - Continuar apoyando las estrategias de transporte masivo urbano.
 - Construcción de túneles en alta montaña, en carreteras de elevado tráfico.
 - Mejoramiento y utilización plena del transporte fluvial y ferroviario.
- Combatir el robo y el contrabando de combustible.
 - Estructurar un control en las estaciones de servicio, como el control electrónico en tiempo real. Estrangulamiento del comercio ilícito desde el punto más alto de la cadena.
 - Invertir en instrumentación y equipos de la más alta tecnología para identificar en tiempo real la perforación de los tubos y el robo del combustible, y la identificación precisa del punto afectado.

4. PROMOVER LAS EXPORTACIONES DE GAS NATURAL

- Exportación de Gas a Venezuela: gasoducto en la ruta Ballena –Maracaibo, acompañado del desarrollo del Proyecto Catalina.
- Exportación de Gas a Panamá.
- Desarrollo de marco regulatorio internacional.

5. PROMOVER LAS EXPORTACIONES DE ELECTRICIDAD

- Incrementar la capacidad de intercambios con Ecuador y Venezuela.
- Exportación de Electricidad a Panamá.
- Desarrollo de marco regulatorio hacia un mercado eléctrico andino.

6. CARBÓN TÉCNICO:

- Acceso garantizado a una adecuada infraestructura de transporte
- Estrategia para promover inversión privada
- Portafolio de proyectos carboníferos
- Monitoreo y evaluación de mercados

CARBÓN METALÚRGICO / COQUE

- Cambios profundos en la infraestructura de transporte de carga pesada:

- Túnel de la línea
 - Adecuación red ferroviaria
 - Puertos secos
 - Centros de acopio
 - Facilidades portuarias
 - Transporte fluvial
- Monitoreo y evaluación de mercados

OBJETIVO 2: CONSOLIDAR EL ESQUEMA COMPETITIVO EN LOS DIFERENTES MERCADOS

1. Separar roles empresariales de los de política gubernamental en las empresas del sector energético en las cuales el Estado tenga participación.

- Separar de ECOPETROL las funciones que no corresponden a una empresa petrolera.
 - Crear una entidad Estatal que se encargue de roles no corporativos:
 - Administración del mapa de tierras.
 - Promoción, asignación, negociación y contratación de nuevos y bloques exploratorios.
 - Administración de los futuros contratos de exploración y producción de petróleo.
 - Responsabilidad de garantizar el abastecimiento de combustibles del país.
 - Asumir políticas de subsidios en los precios de los combustibles.
- Separar de ISA todas aquellas funciones que no corresponden a una empresa transportadora de electricidad.
 - Crear entidades diferentes que se encarguen del MEM y del CND.

2. Promover esquemas de competencia.

PETRÓLEO Y REFINADOS

- Incentivar el nacimiento y consolidación de una industria privada petrolera nacional, que sea capaz de explotar pequeños yacimientos.
- Continuar mejorando las señales para interesar a las empresas petroleras internacionales.
- Fortalecer el rol de ECOPETROL en la exploración petrolera.
 - Reingeniería de ECOPETROL, para implantar mejoras productivas, cambios organizacionales, operativos y laborales, incluyendo la revisión de su marco prestacional y pensional.
- Mejorar la capacidad de conversión para producir derivados más valiosos.
 - Barancabermeja requiere modificaciones operacionales y de mantenimiento.
 - Ejecutar el PDM para superar la obsolescencia tecnológica de Cartagena.
- Establecer políticas para facilitar la inversión privada en refinación y petroquímica y aumentar la competitividad de la actividad de refinación.
 - Barancabermeja requiere modificaciones operacionales y de mantenimiento.
 - Ejecutar el PDM para superar la obsolescencia tecnológica de Cartagena, incorporando inversión privada para su desarrollo.
- Mayor participación de los inversionistas privados en la distribución de combustibles líquidos.
 - Política de precios que refleje situaciones de oportunidad del mercado.
 - Garantizar que los sistemas de transporte y almacenamiento sean neutrales y abiertos.
 - Facilitar la importación privada e independiente de combustibles y el acceso al mercado mayorista de nuevos comercializadores.
 - Promover el almacenamiento y transporte de productos como actividades independientes y rentables.
 - Expedir Reglamento de Transporte y Almacenamiento de combustibles líquidos.

Gas Natural

- Evitar que el gas natural producido en un campo sea comercializado por uno solo de los socios.
- Vender gas de la Nación por medio de terceros
- Concretar la construcción de la planta de Cusiana y desarrollar el proyecto Catalina.
- Desarrollar las interconexiones internacionales de Gas Natural.
- Expedir el Reglamento de Comercialización de Gas Natural.
- Implementar los BEO (Boletines Electrónicos Operativos).
- Evitar la inclusión de cláusulas restrictivas del mercado secundario por parte de productores y transportadores en los contratos que se firmen.
- Estructurar un sistema de información integrado de toda la cadena del gas y sus sustitutos.

Electricidad

- Mejorar el nivel de competencia en la bolsa de energía.
 - Incluir la demanda en la bolsa de energía.
 - Mecanismo de oferta semanal.

- Crear procesos competitivos para los servicios complementarios que requiere la generación.
- Mejorar los mecanismos de vigilancia del mercado de energía mayorista y ajustar los instrumentos existentes tanto de control como punitivos.
- En caso de que se detecte que los mecanismos de mercado no son suficientes para garantizar la expansión en el largo plazo, el Estado deberá tomar las acciones que sean necesarias.
- Avanzar en los procesos de convocatoria para la expansión de la transmisión.
 - Incluir los niveles de 115 KV en el plan de expansión de transmisión definido por la UPME.

- Asimilar en la distribución de electricidad lo realizado en gas natural: celebrar contratos de concesión o asignar áreas exclusivas en algunos casos.

- Ampliar el número de usuarios de libre escogencia de comercializador a través de pequeñas industrias, comercios y asociaciones de usuarios residenciales.
- Incentivar mecanismos de prepago para algunos segmentos del mercado.
- Expedir el código de comercialización.
- Eliminar condiciones y cláusulas restrictivas, en contra de los comercializadores, en los procesos de compra de energía.

Carbón

- Con el fin de mejorar el esquema competitivo en el mercado doméstico, se debe considerar la eficiencia productiva.
 - Aumento de los niveles de productividad de las operaciones de la minería.
 - Garantizar una infraestructura de transporte eficiente.
 - Favorecer el esquema de la comercialización, mediante la reglamentación de la figura de la intermediación.

OBJETIVO 3: PROFUNDIZAR EL PLAN DE MASIFICACIÓN DEL GAS

- Desarrollar el proyecto Catalina y construir la planta de tratamiento de gas de Cusiana, la cual deberá cumplir un doble propósito en materia de suministro: Aumentar la oferta de gas natural en el interior del país y la de GLP a partir de los líquidos recuperados.
- Mantener o incrementar la cobertura del GLP en las pequeñas ciudades y áreas rurales, en donde no haya oportunidad de masificar el gas natural.

Gas Natural

- Aprovechar las bondades ambientales de los gases combustibles para incentivar su penetración en los diversos sectores consumidores mediante la inclusión de tasas de tipo ambiental y el acceso a financiación o reducción de impuestos en equipos de uso final.
- Realizar ampliaciones en la red de transporte de gas natural, llegando a regiones donde sea económicamente viable.
- Igualar el ingreso al productor del diesel oil con el de la gasolina y buscar mecanismos que solucione el problema del diferencial de sobretasa para estos combustibles.
- Impulsar la participación del GNV en las licitaciones de los sistemas masivos de transporte.
- Definir una entidad o institución que lidere y coordine el programa de penetración del GNV.

GLP

- Establecer sistemas de marca y propiedad en los cilindros.
- Liberar las restricciones sobre el tamaño de los cilindros
- Incrementar la producción de GLP mediante las modificaciones que sean necesarias en el equipamiento y operación de las refinerías, enmarcadas en los planes de refinación en Colombia.
- Facilitar las importaciones adaptando puertos y sistemas de transporte.
- Relanzar el programa de GLP para el campo.
- Mejorar las condiciones de seguridad para la distribución del GLP.

- Sincerar los precios del GLP en las grandes ciudades concordancia con la política de precios de los energéticos planteada a lo largo de este Plan.

OBJETIVO 4. AMPLIAR Y GARANTIZAR LA OFERTA INTERNA DE ENERGÉTICOS CON PRECIOS EFICIENTES Y ADECUADA CALIDAD.

- Una adecuada política de precios será la base para una correcta asignación de los recursos energéticos.
 - Los precios deben reflejar los costos económicos de los energéticos, y las contribuciones o subsidios que se requieran deben ser adecuadamente establecidos.
- Procurar que la energía llegue a los usuarios en forma oportuna y confiable y con los estándares de calidad requeridos en las diferentes actividades económicas y sociales de las personas y empresas.

COMBUSTIBLES PARA EL SECTOR TRANSPORTE

- Establecer fórmulas estables de cálculo del precio de la gasolina y el ACPM, que permita obtener rentabilidades adecuadas y que tenga como referencia los precios internacionales.
- Establecer un mecanismo que remunere el almacenamiento.
- Incrementar gradualmente la sobretasa del ACPM para igualarla a la de la gasolina.
 - Buscar mecanismos como exenciones o reducciones sobre otros impuestos que gravan a los transportadores.

GLP

- Mantener una estructura de precios competitiva, que refleje su costo económico.
- Cuando la oferta sea suficiente relanzar el programa de gas para el campo.

Gas Natural

- Construir la planta de Cusiana y desarrollar el proyecto Catalina.
- Desarrollar las exportaciones de gas natural.
- Establecer niveles de precios que justifiquen las inversiones involucradas.
- Intensificar la penetración en el sector residencial.
- Adecuada coordinación operativa de los despachos de gas y electricidad.

Electricidad

- En caso de que se detecte que los mecanismos de mercado no son suficientes para garantizar la expansión en el largo plazo, el Estado deberá tomar las acciones que sean necesarias.
- En distribución, las tarifas deberán tener en cuenta la situación de las empresas en cuanto a pérdidas y el contexto socioeconómica de las diferentes regiones.
- Cuando se den aumentos importantes en las tarifas, se deberá implantar un esquema gradual de ajustes que no impacte demasiado a los usuarios.
 - Evaluar continuamente los niveles del consumo de subsistencia y de los subsidios para los estratos I y II y las zonas subnormales.
- En los procesos de venta de las empresas distribuidoras, pactar metas de cobertura principalmente para aquellas regiones con mercados más débiles.
- En el caso en que la expansión de redes signifique un ajuste de tarifas más allá de límites razonables, la empresa distribuidora deberá acudir al fondo especial de recursos financieros, para que subsidie aquella porción de la inversión que no pueda ser remunerada vía tarifas.
- Permitir la creación de mercados separados con un comercializador propio, en barrios subnormales, con el fin de darles un tratamiento especial.
- Expedir un código de comercialización que elimine barreras de entrada para nuevos comercializadores, clarifique las responsabilidades entre operadores de la red y comercializadores, especialmente en cuanto a la medición y las pérdidas.

Carbón

- Mejorar la eficiencia productiva en el suministro de este energético, entendiéndose por ello, tanto el segmento de la producción como el del transporte.

Biocombustibles

- Dado que los Biocombustibles involucra a los sectores energético, agrícola, transporte y ambiente, es necesario un "liderazgo compartido". El gobierno nacional debe expedir una reglamentación coordinada para que todo proyecto de este tipo pueda desarrollarse cabalmente.
- Implementar el uso del etanol como oxigenante en las gasolinas.
 - Desarrollar una estructura tarifaria que considere todos los aspectos de la cadena del gasohol.

- Para evitar desvíos del alcohol con otros fines, se le deben adicionar compuestos químicos para despotabilizarlo antes de ser distribuido.
- Implementar el uso del biodiesel como combustible de manera urgente y prioritaria.

Calidad, Seguridad, e Impacto Ambiental

- Desarrollar mecanismos que reflejen los costos ambientales.
- Mantener el control de los índices de calidad de la energía eléctrica.
- Establecer estándares de calidad del gas natural para uso industrial y comercial. Desarrollar un código de seguridad de instalaciones para proteger al usuario.
- Establecer estándares de calidad del GLP y mejorar los controles para el cumplimiento de normas de seguridad en su manejo.
- Mejorar los controles ambientales para que se cumplan las normas en materia de utilización de energéticos.
- En la estructura de costos para todos los energéticos, se deberá reconocer lo correspondiente a las inversiones para lograr los índices de calidad que el país requiere.
 - Establecer sendas que lleven a metas alcanzables y que estén dentro de la posibilidad de pago de los usuarios.

OBJETIVO 5. FAVORECER EL DESARROLLO REGIONAL Y/O LOCAL.

- La definición de la política energética debe vincular a las comunidades en sus orientaciones generales.

Utilización de fuentes puntuales

- La cogeneración plantea buenas oportunidades para la utilización de la oferta energética regional o local y para garantizar suministros localizados.
- El ahorro y la eficiencia energética pueden convertirse en un importante mercado durante la transición hacia el desarrollo de tecnologías puntuales.
- Impulsar la conformación de Compañías de Servicios Energéticos.
 - Potenciar el uso de fuentes de recursos de inversión específica para URE.
 - Ajustar el esquema regulatorio para facilitar la integración de sistemas de generación distribuida.

Extensión de redes energéticas hacia zonas no conectadas

- Desarrollar un Plan centralizado que le de al Estado un instrumento que le permita gestionar el desarrollo de zonas deprimidas o con escasos recursos.
 - Aumentar el alcance del Plan de Expansión hasta el nivel de 115 KV
- Utilizar recursos del FAZNI para apoyar el desarrollo de programas y proyectos de construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente.
- La profundización del plan de masificación de gas se constituye en el principal elemento de ampliación de la cobertura, en concordancia con lo descrito en el objetivo 3.

Abastecimiento de energía a zonas aisladas

- Redefinir las condiciones de acceso al servicio de energía bajo una óptica de desarrollo regional, incorporando factores infraestructurales, ambientales, económicos, sociales e institucionales.
- Las soluciones energéticas deben identificarse en el marco de los planes de desarrollo regional o local y analizadas y priorizadas con participación de la comunidad.
- Además de la sostenibilidad técnica y financiera de las soluciones planteadas, es necesario considerar su sostenibilidad económica e institucional. En este sentido, algunas acciones transversales que trascienden la política energética y requieren el concurso de otros estamentos de la política pública, son:
 - Selección de inversiones en el marco de los planes de ordenamiento territorial.
 - Estimulo a la generación de valor agregado y empleo en la región o localidad.
 - Diseño de esquemas de financiamiento especializados para el desarrollo rural integrado.
 - Diseño de esquemas institucionales que aprovechen la complementariedad de la prestación de los servicios públicos.
- Las soluciones energéticas deben considerar primordialmente la participación de las fuentes locales y las demandas potenciales derivadas de proyectos de desarrollo.
- Para cubrir los costos de inversión inicial, se deben diseñar mecanismos financieros especializados.
- Diseñar adecuadamente las instituciones que van a manejar la prestación del servicio de energía, como las empresas de servicios públicos integrados, y prestarles asesoría técnica.

OBJETIVO 6. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO: INCORPORACIÓN DE NUEVAS FUENTES Y TECNOLOGÍAS

- Articulación de políticas y acciones, para que se generen compromisos y se logre la integración entre la comunidad científica, las instituciones y las empresas.
- Fortalecer el Sistema de Ciencia y Tecnología.
- Difusión de los mecanismos de financiación de proyectos de investigación.
- Incrementar la investigación con la participación de las empresas privadas del sector energético.
 - Incluir en los contratos firmados entre el Estado y las empresas energéticas, cláusulas que impliquen inversión en I&D local.
 - Aplicar deducción tributaria y deducción del impuesto de renta para la inversión en proyectos de innovación.
- Impulsar los recursos estatales que existen para la I&D.
 - Incentivo del crédito para la innovación tecnológica.
 - Cofinanciación de proyectos.
 - Capital semilla.
 - Recursos del SENA.
- Realizar convenios entre las empresas, tanto del sector energético como del productivo, y el Estado, para la conformación de Fondos que permitan la cofinanciación de proyectos en temas de interés de los aportantes.

Anexo B

ANEXO B

**LÍNEAS ESTRATÉGICAS Y ESTRATEGIAS IDENTIFICADAS
PARA LOS DIFERENTES ENERGÉTICOS****ESTRATEGIAS PARA PETROLEO**

- Sin pretender reemplazar la tarea de las empresas petroleras en la búsqueda de petróleo, el papel de ECOPETROL deberá concentrarse prioritariamente, en la exploración y producción de petróleo.
 - Comprar reservas en el exterior, práctica de negocios común en la industria petrolera tanto por compañías privadas como por compañías estatales para aumentar su base de reservas.
- Mitigar las restricciones que obstaculizan la exploración con el fin de incrementar las reservas con efectos de mediano largo plazo, entre ellas:
 - Mejorar las condiciones de orden público y aumentar la seguridad y protección a la infraestructura petrolera. Esto se enmarca dentro del objetivo gubernamental de seguridad democrática del país.
 - Permitir a los contratos de asociación 50% - 50% en etapa de exploración pasar a contratos de asociación 70% - 30%, para que a cambio, los socios asuman programas agresivos en perforación de pozos A-3.
 - Mejorar el seguimiento al cumplimiento de las obligaciones exploratorias y minimizar las prórrogas a los plazos de dichas obligaciones. La gestión de ECOPETROL debe estar orientada a eliminar las barreras que llevan a los socios a solicitar extensión de los plazos o a congelar áreas.
 - En ciertos casos, se podrían establecer alianzas estratégicas con compañías establecidas en el país para agilizar proyectos exploratorios definidos por ECOPETROL.
 - Agilizar al máximo las licencias ambientales y la negociación con las comunidades.
- Aumentar la producción de las reservas remanentes conocidas, con efectos de corto plazo.

- Promover la producción incremental en los campos actualmente en producción, en áreas de producción de ECOPETROL, aprovechando la infraestructura existente. Combinando, con el fin de aprovechar al máximo los recursos disponibles, la inversión directa por parte de ECOPETROL en unos casos, con el desarrollo de asociaciones con capital privado en otros.
- Diseñar esquemas contractuales orientados a estimular el desarrollo de campos pequeños, teniendo en cuenta la participación de la industria nacional.
- Separar de ECOPETROL las funciones que no corresponden a una empresa petrolera.
 - Crear una entidad Estatal que se encargue de roles no corporativos:
 - Administración del mapa de tierras.
 - Promoción, asignación, negociación y contratación de nuevos y bloques exploratorios.
 - Administración de los futuros contratos de exploración y producción de petróleo.
 - Responsabilidad de garantizar el abastecimiento de combustibles del país.
 - Asumir políticas de subsidios en los precios de los combustibles.
- Incentivar el nacimiento y consolidación de una industria privada petrolera nacional, que sea capaz de explotar pequeños yacimientos.
- Continuar mejorando las señales para interesar a las empresas petroleras internacionales.
- Fortalecer el rol de ECOPETROL en la exploración petrolera.
 - Reingeniería de ECOPETROL, para implantar mejoras productivas, cambios organizacionales, operativos y laborales, incluyendo la revisión de su marco prestacional y pensional.

ESTRATEGIAS PARA DERIVADOS

- Desarrollar adecuadamente la cadena de generación de valor de la industria petrolera.
 - Exportar productos petroquímicos y refinados (en el caso de aquellos que sean excedentes).
 - Las inversiones necesarias tanto en los proyectos petroquímicos como en refinación, preferiblemente deben ser realizadas por capital privado.
 - Establecer políticas para facilitar la inversión privada en estas actividades, bien sea mediante acuerdos comerciales de abastecimiento de materias primas para los

- proyectos o asociándose mediante el aporte de activos de la nación en emprendimientos conjuntos.
- Disminución de la dependencia en la gasolina y el diesel en la oferta de combustibles para el mercado automotor, mediante el desarrollo de fuentes alternas de combustibles: GNV, biodiesel y gasohol
- Mejorar la capacidad de conversión para producir derivados más valiosos.
 - Barancabermeja requiere modificaciones operacionales y de mantenimiento.
 - Ejecutar el PDM para superar la obsolescencia tecnológica de Cartagena.
- Establecer políticas para facilitar la inversión privada en refinación y petroquímica y aumentar la competitividad de la actividad de refinación.
 - Barancabermeja requiere modificaciones operacionales y de mantenimiento.
 - Ejecutar el PDM para superar la obsolescencia tecnológica de Cartagena, incorporando inversión privada para su desarrollo.
- Mayor participación de los inversionistas privados en la distribución de combustibles líquidos.
 - Política de precios que refleje situaciones de oportunidad del mercado.
 - Garantizar que los sistemas de transporte y almacenamiento sean neutrales y abiertos.
 - Facilitar la importación privada e independiente de combustibles y el acceso al mercado mayorista de nuevos comercializadores.
 - Promover el almacenamiento y transporte de productos como actividades independientes y rentables.
 - Expedir Reglamento de Transporte y Almacenamiento de combustibles líquidos.
- Establecer un mecanismo que remunere el almacenamiento.

ESTRATEGIAS PARA GAS NATURAL

- Impulso del gobierno nacional al programa de GNV, a través de la política de precios, con el fin de disminuir la dependencia en la gasolina y el diesel en la oferta de combustibles para el mercado automotor
- Promover las exportaciones de Gas Natural
 - Exportación de Gas a Venezuela: gasoducto en la ruta Ballena –Maracaibo, acompañado del desarrollo del Proyecto Catalina.

- Exportación de Gas a Panamá.
- Desarrollo de marco regulatorio internacional.
- Evitar que el gas natural producido en un campo sea comercializado por uno solo de los socios.
- Vender gas de la Nación por medio de terceros
- Concretar la construcción de la planta de Cusiana y desarrollar el proyecto Catalina.
- Desarrollar las interconexiones internacionales de Gas Natural.
- Expedir el Reglamento de Comercialización de Gas Natural.
- Implementar los BEO (Boletines Electrónicos Operativos).
- Evitar la inclusión de cláusulas restrictivas del mercado secundario por parte de productores y transportadores en los contratos que se firmen.
- Estructurar un sistema de información integrado de toda la cadena del gas y sus sustitutos.
- Desarrollar el proyecto Catalina y construir la planta de tratamiento de gas de Cusiana, la cual deberá cumplir un doble propósito en materia de suministro: Aumentar la oferta de gas natural en el interior del país y la de GLP a partir de los líquidos recuperados.
- Aprovechar las bondades ambientales de los gases combustibles para incentivar su penetración en los diversos sectores consumidores mediante la inclusión de tasas de tipo ambiental y el acceso a financiación o reducción de impuestos en equipos de uso final.
- Realizar ampliaciones en la red de transporte de gas natural, llegando a regiones donde sea económicamente viable.
- Igualar el ingreso al productor del diesel oil con el de la gasolina y buscar mecanismos que solucionen el problema del diferencial de sobretasa para estos combustibles.
- Impulsar la participación del GNV en las licitaciones de los sistemas masivos de transporte.
- Definir una entidad o institución que lidere y coordine el programa de penetración del GNV.
- Construir la planta de Cusiana y desarrollar el proyecto Catalina.
- Desarrollar las exportaciones de gas natural.
- Establecer niveles de precios que justifiquen las inversiones involucradas.
- Intensificar la penetración en el sector residencial.
- Adecuada coordinación operativa de los despachos de gas y electricidad.

ESTRATEGIAS PARA CARBON

CARBÓN TÉRMICO:

- Acceso garantizado a una adecuada infraestructura de transporte
- Estrategia para promover inversión privada

- Portafolio de proyectos carboníferos
- Monitoreo y evaluación de mercados

Carbón Metalúrgico / Coque

- Cambios profundos en la infraestructura de transporte de carga pesada:
 - Túnel de la línea
 - Adecuación red ferroviaria
 - Puertos secos
 - Centros de acopio
 - Facilidades portuarias
 - Transporte fluvial
- Monitoreo y evaluación de mercados
- Con el fin de mejorar el esquema competitivo en el mercado doméstico, se debe considerar la eficiencia productiva.
 - Aumento de los niveles de productividad de las operaciones de la minería.
 - Garantizar una infraestructura de transporte eficiente.
 - Favorecer el esquema de la comercialización, mediante la reglamentación de la figura de la intermediación.
- Mejorar la eficiencia productiva en el suministro de este energético, entendiéndose por ello, tanto el segmento de la producción como el del transporte.

ESTRATEGIAS PARA GASOLINA / DIESEL OIL

- Impulso del gobierno nacional al programa de GNV, a través de la política de precios, con el fin de disminuir la dependencia en la gasolina y el diesel en la oferta de combustibles para el mercado automotor
- Desarrollo del programa de alcohol carburante y de Biodiesel con el fin de disminuir la dependencia en la gasolina y el diesel en la oferta de combustibles para el mercado automotor.
- Desarrollar métodos más eficientes de transporte con el fin de disminuir la dependencia en la gasolina y el diesel en la oferta de combustibles para el mercado automotor, a saber:
 - Continuar apoyando las estrategias de transporte masivo urbano.

- Construcción de túneles en alta montaña, en carreteras de elevado tráfico.
- Mejoramiento y utilización plena del transporte fluvial y ferroviario.
- Combatir el robo y el contrabando de combustible.
- Estructurar un control en las estaciones de servicio, como el control electrónico en tiempo real. Estrangulamiento del comercio ilícito desde el punto más alto de la cadena.
- Invertir en instrumentación y equipos de la más alta tecnología para identificar en tiempo real la perforación de los tubos y el robo del combustible, y la identificación precisa del punto afectado.
- Establecer fórmulas estables de cálculo del precio de la gasolina y el ACPM, que permita obtener rentabilidades adecuadas y que tenga como referencia los precios internacionales.
- Incrementar gradualmente la sobretasa del ACPM para igualarla a la de la gasolina.
 - Buscar mecanismos como exenciones o reducciones sobre otros impuestos que gravan a los transportadores.

ESTRATEGIAS PARA GLP

- Desarrollar el proyecto Catalina y construir la planta de tratamiento de gas de Cusiana, la cual deberá cumplir un doble propósito en materia de suministro: Aumentar la oferta de gas natural en el interior del país y la de GLP a partir de los líquidos recuperados.
- Mantener o incrementar la cobertura del GLP en las pequeñas ciudades y áreas rurales, en donde no haya oportunidad de masificar el gas natural.
- Establecer sistemas de marca y propiedad en los cilindros.
- Liberar las restricciones sobre el tamaño de los cilindros.
- Incrementar la producción de GLP mediante las modificaciones que sean necesarias en el equipamiento y operación de las refinerías, enmarcadas en los planes de refinación en Colombia.
- Facilitar las importaciones adaptando puertos y sistemas de transporte.
- Continuar con el programa de GLP para el campo.
- Mejorar las condiciones de seguridad para la distribución del GLP.
- Sincerar los precios del GLP en las grandes ciudades concordancia con la política de precios de los energéticos planteada a lo largo de este Plan.
- Mantener una estructura de precios competitiva, que refleje su costo económico.
- Cuando la oferta sea suficiente relanzar el programa de gas para el campo.

ESTRATEGIAS PARA ELECTRICIDAD

- Promover las exportaciones de Electricidad
 - Incrementar la capacidad de intercambios con Ecuador y Venezuela.
 - Exportación de Electricidad a Panamá.
 - Desarrollo de marco regulatorio hacia un mercado eléctrico andino.
- Separar de ISA todas aquellas funciones que no corresponden a una empresa transportadora de electricidad.
 - Crear entidades diferentes que se encarguen del MEM y del CND.
- Mejorar el nivel de competencia en la bolsa de energía.
 - Incluir la demanda en la bolsa de energía.
 - Mecanismo de oferta semanal.
- Crear procesos competitivos para los servicios complementarios que requiere la generación.
- Mejorar los mecanismos de vigilancia del mercado de energía mayorista y ajustar los instrumentos existentes tanto de control como punitivos.
- En caso de que se detecte que los mecanismos de mercado no son suficientes para garantizar la expansión en el largo plazo, el Estado deberá tomar las acciones que sean necesarias.
- Avanzar en los procesos de convocatoria para la expansión de la transmisión.
 - Incluir los niveles de 115 KV en el plan de expansión de transmisión definido por la UPME.
- Asimilar en la distribución de electricidad lo realizado en gas natural: celebrar contratos de concesión o asignar áreas exclusivas en algunos casos.
- Ampliar el número de usuarios de libre escogencia de comercializador a través de pequeñas industrias, comercios y asociaciones de usuarios residenciales.
- Incentivar mecanismos de prepago para algunos segmentos del mercado.
- Expedir el código de comercialización.
- Eliminar condiciones y cláusulas restrictivas, en contra de los comercializadores, en los procesos de compra de energía.
- En caso de que se detecte que los mecanismos de mercado no son suficientes para garantizar la expansión en el largo plazo, el Estado deberá tomar las acciones que sean necesarias.
- En distribución, las tarifas deberán tener en cuenta la situación de las empresas en cuanto a pérdidas y el contexto socioeconómica de las diferentes regiones.
- Cuando se den aumentos importantes en las tarifas, se deberá implantar un esquema gradual de ajustes que no impacte demasiado a los usuarios.
 - Evaluar continuamente los niveles del consumo de subsistencia y de los subsidios para los estratos I y II y las zonas subnormales.

- En los procesos de venta de las empresas distribuidoras, pactar metas de cobertura principalmente para aquellas regiones con mercados más débiles.
- En el caso en que la expansión de redes signifique un ajuste de tarifas más allá de límites razonables, la empresa distribuidora deberá acudir al fondo especial de recursos financieros, para que subsidie aquella porción de la inversión que no pueda ser remunerada vía tarifas.
- Permitir la creación de mercados separados con un comercializador propio, en barrios subnormales, con el fin de darles un tratamiento especial.
- Expedir un código de comercialización que elimine barreras de entrada para nuevos comercializadores, clarifique las responsabilidades entre operadores de la red y comercializadores, especialmente en cuanto a la medición y las pérdidas.
- Desarrollar un Plan centralizado que le de al Estado un instrumento que le permita gestionar el desarrollo de zonas deprimidas o con escasos recursos.
 - Aumentar el alcance del Plan de Expansión hasta el nivel de 115 KV
- Utilizar recursos del FAZNI para apoyar el desarrollo de programas y proyectos de construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente.
- Mantener el control de los índices de calidad de la energía eléctrica.

ESTRATEGIAS PARA ENERGIAS ALTERNATIVAS

- Desarrollo del programa de alcohol carburante y de Biodiesel con el fin de disminuir la dependencia en la gasolina y el diesel en la oferta de combustibles para el mercado automotor.
- Dado que los Biocombustibles involucra a los sectores energético, agrícola, transporte y ambiente, es necesario un "liderazgo compartido". El gobierno nacional debe expedir una reglamentación coordinada para que todo proyecto de este tipo pueda desarrollarse cabalmente.
- Implementar el uso del etanol como oxigenante en las gasolinas.
 - Desarrollar una estructura tarifaria que considere todos los aspectos de la cadena del gasohol.
 - Para evitar desvíos del alcohol con otros fines, se le deben adicionar compuestos químicos para despotabilizarlo antes de ser distribuido.
- Implementar el uso del biodiesel como combustible de manera urgente y prioritaria.
- Una adecuada política de precios será la base para una correcta asignación de los recursos energéticos.
 - Los precios deben reflejar los costos económicos de los energéticos, y las contribuciones o subsidios que se requieran deben ser adecuadamente establecidos.

- Procurar que la energía llegue a los usuarios en forma oportuna y confiable y con los estándares de calidad requeridos en las diferentes actividades económicas y sociales de las personas y empresas.

Calidad, Seguridad, e Impacto Ambiental

- Desarrollar mecanismos que reflejen los costos ambientales.
- Establecer estándares de calidad del gas natural para uso industrial y comercial. Desarrollar un código de seguridad de instalaciones para proteger al usuario.
- Establecer estándares de calidad del GLP y mejorar los controles para el cumplimiento de normas de seguridad en su manejo.
- Mejorar los controles ambientales para que se cumplan las normas en materia de utilización de energéticos.
- En la estructura de costos para todos los energéticos, se deberá reconocer lo correspondiente a las inversiones para lograr los índices de calidad que el país requiere.
 - Establecer sendas que lleven a metas alcanzables y que estén dentro de la posibilidad de pago de los usuarios.

OBJETIVO 5. FAVORECER EL DESARROLLO REGIONAL Y/O LOCAL.

- La definición de la política energética debe vincular a las comunidades en sus orientaciones generales.

Utilización de fuentes puntuales

- La cogeneración plantea buenas oportunidades para la utilización de la oferta energética regional o local y para garantizar suministros localizados.
- El ahorro y la eficiencia energética pueden convertirse en un importante mercado durante la transición hacia el desarrollo de tecnologías puntuales.
 - Impulsar la conformación de Compañías de Servicios Energéticos.
 - Potenciar el uso de fuentes de recursos de inversión específica para URE.
 - Ajustar el esquema regulatorio para facilitar la integración de sistemas de generación distribuida.

Extensión de redes energéticas hacia zonas no conectadas

- La profundización del plan de masificación de gas se constituye en el principal elemento de ampliación de la cobertura, en concordancia con lo descrito en el objetivo 3.

Abastecimiento de energía a zonas aisladas

- Redefinir las condiciones de acceso al servicio de energía bajo una óptica de desarrollo regional, incorporando factores infraestructurales, ambientales, económicos, sociales e institucionales.
- Las soluciones energéticas deben identificarse en el marco de los planes de desarrollo regional o local y analizadas y priorizadas con participación de la comunidad.
- Además de la sostenibilidad técnica y financiera de las soluciones planteadas, es necesario considerar su sostenibilidad económica e institucional. En este sentido, algunas acciones transversales que trascienden la política energética y requieren el concurso de otros estamentos de la política pública, son:
 - Selección de inversiones en el marco de los planes de ordenamiento territorial.
 - Estimulo a la generación de valor agregado y empleo en la región o localidad.
 - Diseño de esquemas de financiamiento especializados para el desarrollo rural integrado.
 - Diseño de esquemas institucionales que aprovechen la complementariedad de la prestación de los servicios públicos.
- Las soluciones energéticas deben considerar primordialmente la participación de las fuentes locales y las demandas potenciales derivadas de proyectos de desarrollo.
- Para cubrir los costos de inversión inicial, se deben diseñar mecanismos financieros especializados.
- Diseñar adecuadamente las instituciones que van a manejar la prestación del servicio de energía, como las empresas de servicios públicos integrados, y prestarles asesoría técnica.

OBJETIVO 6. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO: INCORPORACIÓN DE NUEVAS FUENTES Y TECNOLOGÍAS.

- Articulación de políticas y acciones, para que se generen compromisos y se logre la integración entre la comunidad científica, las instituciones y las empresas.
- Fortalecer el Sistema de Ciencia y Tecnología.
- Difusión de los mecanismos de financiación de proyectos de investigación.
- Incrementar la investigación con la participación de las empresas privadas del sector energético.
 - Incluir en los contratos firmados entre el Estado y las empresas energéticas, cláusulas que impliquen inversión en I&D local.
 - Aplicar deducción tributaria y deducción del impuesto de renta para la inversión en proyectos de innovación.

- Impulsar los recursos estatales que existen para la I&D.
 - Incentivo del crédito para la innovación tecnológica.
 - Cofinanciación de proyectos.
 - Capital semilla.
 - Recursos del SENA.
- Realizar convenios entre las empresas, tanto del sector energético como del productivo, y el Estado, para la conformación de Fondos que permitan la cofinanciación de proyectos en temas de interés de los aportantes.



Siglas y Abreviaturas

SIGLAS Y ABREVIATURAS

ACIPET	Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos
ACP	Asociación Colombiana del Petróleo
ACPM	Acveite Combustible para Motores (Diesel)
ANDI	Asociación Nacional de Industriales
ANL	Argonne National Laboratory
ARPEL	Asistencia Reciproca Petrolera Estatal Latinoamericana
BALANCE	Módulo de Balance Energético del Programa ENPEP
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BOT	Build Operate and Transfer
CAME	Consejo Ambiental Minero Energético
CAR	Corporación Autónoma Regional
CARBOCOL	Carbones de Colombia S. A.
CECODES	Consejo Empresarial Colombiano para el Desarrollo Sostenible
CESU	Consejo de Educación Superior Universitaria
CH ₄	Metano
CIB	Consejo Industrial de Barrancabermeja
CIER	Comisión de Integración Eléctrica Regional del Grupo Andino
CIMPA	Centro de Investigación para el mejoramiento de la Industria Panelera
CO	Monóxido de Carbono
CO2	Dióxido de Carbono
COLCIENCIAS	Instituto Colombiano para el fomento de la ciencia y la tecnología, Francisco José de Caldas
CONFIS	Consejo Superior de Política Fiscal
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social
CORASFALTOS	Corporación Nacional para la Investigación de Asfaltos
CORELCA	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica
CORPES	Consejo Regional de Política Económica y Social

CORPOICA	Corporación Colombiana de Investigación Agropecuaria
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DAA	Diagnóstico Ambiental de Alternativas
DNP	Departamento Nacional de Planeación
DRI	Fondo de Confinación para el Desarrollo Rural Integrado
ECOCARBON	Empresa Colombiana de Carbón
ECOGAS	Empresa Colombiana de Gas
ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petróleos
EEB	Empresa de Energía de Bogotá
EEUU	Estados Unidos de Norteamérica
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
ENPEP	Energy and Power Evaluation Program
EPA	Environmental Protection Agency
EPSA	Empresa de Energía del Pacífico S. A. E.S.P.
EUROCOLERG	Programa de Cooperación en el Sector Energético entre la Comisión de Comunidades Europeas y el Gobierno Colombiano
FEDEPANELA	Federación Nacional de Productores de Panela
FEN	Federación Energética Nacional
FEP	Fondo de Estabilización Petrolera
FINDETER	Financiera de Desarrollo Territorial
FNR	Fondo Nacional de Regalías
FONADE	Fondo Nacional de Proyectos de Desarrollo
FONAM	Fondo Nacional Ambiental
FONIC	Fondo Nacional de Investigaciones del Carbón
GEF	Global Environmental Facility
GLAERS	Grupo Latinoamericano de Electrificación Rural
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNC	Gas Natural Comprimido
GTZ	Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit
IASE	Instituto para el Análisis de Sistemas Energéticos
ICEL	Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas
ICR	Incentivo de Capitalización Rural
ICP	Instituto Colombiano del Petróleo

I&D	Investigación y Desarrollo
IDEAM	Instituto Colombiano de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
IEA	International Energy Agency / Organismo de la OCDE
IFI	Instituto de Fomento Industrial
IMPACTS	Módulo de Cálculo de Impactos del Programa ENPEP
INEA	Instituto Nacional de Gases que producen Efecto Invernadero
INGEOMINAS	Instituto Nacional de Investigaciones en Geología, Minería y Química
ICP	Indice de Precios del Consumidor
IPCC	International Panel on Climate Change
ISA	Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P.
MINERCOL	Empresa Nacional Minera Ltda.
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MMA	Ministerio del Medio Ambiente
MME	Ministerio de Minas y Energía
NO _x	Oxidos de Nitrógeno
OCDE	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico
OCENSA	Oleoducto Central S. A.
OIEA	Organización Internacional de Energía Atómica
ONUDI	Organismo de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
PEN	Plan Energético Nacional
PER	Plan de Energización Rural
PEZNI	Plan de Energización de Zonas no Incorrectas
PIB	Producto Interno Bruto
PMA	Plan de Manejo Ambiental
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
SENA	Servicio Nacional de Aprendizaje
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SINA	Sistema Nacional Ambiental
SNNCM	Sistema Nacional de Normatización, Certificación

	y Metrología
SO _x	Oxidos de Azufre
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STN	Sistema de Transmisión Nacional
TOC	Total Organic Compounds
UDECO	Unidad Departamental de Cofinanciación
UIME	Unidad de Información Minero Energética
UMATA	Unidad Municipal de Asistencia Técnica Agropecuaria
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
URE	Uso Racional de Energía
USAID	Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional
VPN	Valor Presente Neto

UNIDADES DE MEDIDA

Unidades Básicas

p	Pie
m	Metro
gal	Galón
lt	Litro
B	Barril
t	Tonelada métrica
lb	Libra
g	Gramo
W	Watio
BTU	Unidad Térmica Británica
s	Segundo
h	Hora
d	Día
a	Año

Múltiplos y submúltiplos

Prefijo	Símbolo	Factor
Milli	m	0.001
Centi	c	0.01
Deci	d	0.1
Kilo	k	1,000
Mega	M	1,000,000
Giga	G	1,000,000,000
Tera	T	1,000,000,000,000

Unidades Compuestas

pc	Pie Cúbico
Mpc	Millones de Pies Cúbicos
Gpc	Millones de pies cúbicos
km	Kilómetro
mc	Metro cúbico
kB	Miles de barriles
kBEP	Miles de barriles equivalentes de petróleo
tEP	Tonelada equivalente de petróleo
Mt	Millones de toneladas
kt	Miles de toneladas
kg	Kilogramos
kV	Kilovoltios
kW	Kilowaltios
MW	Megawaltios
kWh	Kilowatios hora
GWh	Gigawatios hora
kcal	Kilocaloría
MBTU	Millones de BTU
B/d	Barriles por día
B/a	Barriles por año

Equivalencias

1 m	=	3.28 p
1 gal	=	3.78 lt
1 B	=	42 gal
1 kg	=	2.22 lb
1 kWh	=	860 kcal
1 BTU	=	252 cal
1 tEP	=	10 ⁷ kcal
1 tEP	=	7.33 BEP
1 kpc	=	1 MBTU

Contenidos Calóricos

Petróleo	1.38 Tcal/B
Fuel oil	1.48 Tcal/B
Gasolina motor	1.22 Tcal/B
Diesel	1.38 Tcal/B
Kerosene	1.33 Tcal/B
Crudo Castilla	1.48 Tcal/B
GLP	0.95 Tcal/B
Gas natural	0.23 Tcal/kpc
Carbón	6.50 Tcal/t
Leña	3.60 Tcal/t
Bagazo	1.82 Tcal/t
Electricidad	0.86 Tcal/kWh
Teracaloría	100 Tep = 100 t de Carbón = 1.16 GWh

Plan Energético Nacional/Estrategia
Energética Integral Versión 2003 - 2020

333.79 C718p1 Ej. 1

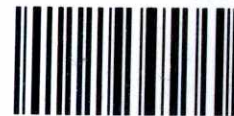
CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA
RECIBO

PRESTADO A

FECHA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01004583

BIBLIOTECA



Libertad y Orden

República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

UPME

Unidad de Planeación Minero Energética

Avenida 40A N° 13-09 • Pisos 5 y 14 Edificio UGI

PBX: 287 5334 Fax: 288 7419 - 573 3321

E-mail: info@correo.upme.gov.co

www.upme.gov.co • Bogotá, D. C., Colombia